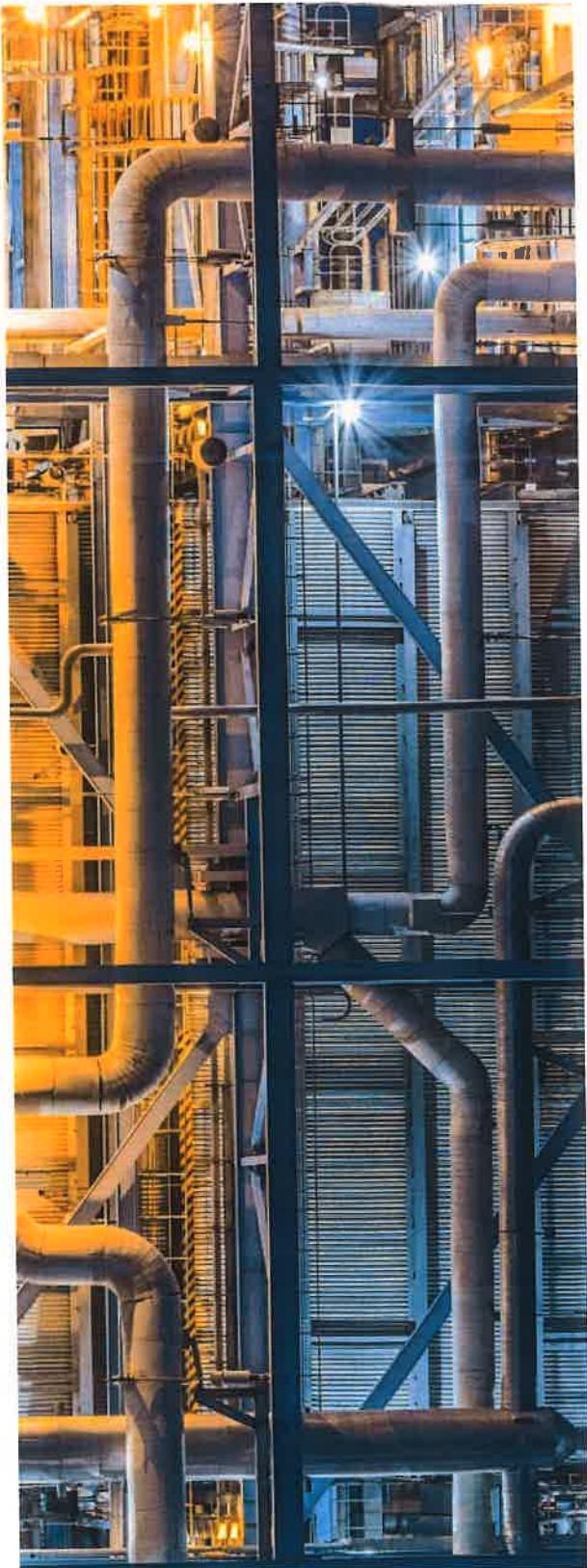


Gizli ve Özel

# Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

## 31 Mart 2022 İtibarıyle Şirket'in Sahip Olduğu Doğal Gaz Dağıtımları ile İlgili İmtiyaz Sözleşmeleri Değerlendirme Raporu

17 Ağustos 2022





Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım  
Enerji ve Yatırım A.Ş.  
İcerenköy Mah., Yeşilvadi Sk.No:3  
İç Kapı No:4, Ataşehir/ İstanbul

Engin İyikul  
Ortak  
engin.iyikul@pwc.com

17 Ağustos 2022

Sayın Yönetim Kurulu Üyeleri,

Serdar Can Çimenser  
Müdür  
can.cimenser@pwc.com

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. ("AHLATCI" veya "Şirket") ile PwC Yönetim Danışmanlığı A.Ş. ("PwC") arasında 11.05.2022 tarihinde imzalanan finansal danışmanlık hizmetleri sözleşmesi (bkz. Ekler) kapsamında Şirket'in sahibi olduğu, doğal gaz dağıtım faaliyetlerini yürütme hakkı veren 9 adet imtiyaz sözleşmesinin ("İmtyaz Sözleşmeleri") değerlerinin tahmin edilmesi için hazırlanan detayları ekledir. Çalışmamız, rapor tarihi itibarıyla tamamlanmış olup bu tarihten sonraki gelişmeler dikkate alınmamıştır.

Raporumuz, AHLATCI yönetiminin ve danışmanlarının vermiş olduğu bilgiler doğrultusunda hazırlanmıştır. Kullanılan bilgiler, varsayımlar ve projeksiyonlar tarafımızca sorgulanarak ve gerektiği takdirde Şirket yönetimi ile tartışılırak çalışmamızda yer almıştır. Bu çalışma; 2022 yılı bütçesinin hedeflendiği gibi gerçekleşeceği ve projeksiyon dönemi hedeflerinden önceli bir değişme olmadan Doğalgaz Dağıtım Şirketleri'nin iş planı hedeflerine ulaşacağı varsayımlı altında imtiyaz Sözleşmeleri'nin değerlerinin tahmin edilmesi içi düzelenmiştir. Bunun yanı sıra Şirket yönetimi tarafından hazırlanan projeksiyonların gerçekleştirilebilirliği konusunda bir görüş verilmemektedir.

PwC Yönetim Danışmanlığı A.Ş.  
Süleyman Seba Cad. BJK Plaza No:48  
B Blok, Kat 4 Akaretler 34357  
Beşiktaş/İstanbul  
T: +90 (212) 326 6060

Bu rapor sadece AHLATCI yönetimini için hazırlanmıştır. Aksi belirtimdeki sürece PwC, raporun üçüncü şahıs ve kurumlar tarafından kullanılmasından doğabilecek hiçbir sorumluluğu kabul etmemektedir. Bunun yanı sıra Rapor'umuz yazılı iznimiz olmadan Şirket Yönetimi, Sermaye Piyasası Kurulu ve Şirket'in bağımsız denetçileri dışında kalan üçüncü şahıslara dağıtılamaz ve/veya başka amaçlarla kullanılamaz. Bu konuda PwC onay verse dahi, Rapor'un muhatabı AHLATCI yönetimi olarak kalacaktır.

Saygılarımla,  
Engin İyikul  
Ortak

# İçindekiler

Giriş	4
Çalışma Özeti	11
<b>Doğalgaz Piyasası ve AHLATCI</b>	<b>13</b>
Değerleme Analizi	35
Ekler	126

# Rapora İlişkin Genel Bilgiler (1/3)

## Projenin Kapsamı

Bu rapor AHLATCI ile PwC arasında 11.05.2022 tarihinde imzalanan finansal danışmanlık sözleşmesine göre Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.'nın 31 Mart 2022 tarihi itibarı ile sahip olduğu İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değerlerinin tahmin edilmesi çalışmasını içermektedir. İmtiyaz Sözleşmeleri için tahmin edilecek gerçekte uygun değerlerin Uluslararası Finansal Raporlama Standartları/Sermaye Piyasası Mevzuatı çerçevesinde yapılacak bağımsız denetim raporlarında kullanılacağı anlaşılmaktadır.

PwC; değerlendirme çalışmasının kapsamında, İmtiyaz Sözleşmeleri'nin kullanarak faaliyet gösteren Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin aktiflerinin fiziki mevcutiyeti ve kanunu mülkiyetine ilişkin herhangi bir araştırma yapmadığı gibi bu konularda herhangi bir sorumluluk da kabul etmemektedir. Bununla birlikte, PwC, mülkiyetle ilişkin İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değerini etkileyebilecek gizli ya da beklenmedik herhangi bir durum veya engelin olmadığını varsayımaktadır. **Değerleme Çalışmalarında bulunan sonuçlar birçok durumda şübheli ve kişisel hükümlere bağlıdır. Bu nedenle, çalışma sonucunda kesin bir değere ulaşmak mümkün olmamakla birlikte çeşitli varsayımlar altında bir değer aralığı tahmin etmek daha uygundur.**

Raporun okunması ve yorumlanması sırasında "fiyat" ve "değer" kavramlarının blibürenden ayrılmaması büyük önem taşımaktadır. Fiyat bir alıcının herhangi bir mal veya hizmet için satıcıya ödemeye hazır olduğu tutardır. Bu fiyatın, değerlendirme çalışması sonucu tahmin edilen değere eşit olması beklenmemelidir.

*Bu raporda baz alınan değer 31 Mart 2022 tarihli itibarıyla lisans süreleri boyunca İmtiyaz Sözleşmeleri'nin "Makul Piyasa Değeri"dir. "Makul Piyasa Değeri" istekli bir satıcı ve istekli bir alıcı arasında hiçbir kısıtama ve zorlama olmadan ve bu konuya ilgili bilgilerin rahatlıkla elde edilebildiği serbest bir piyasa ortamında gerçekleşecek hisse senedi ya da varlık statüsünde olması beklenen değer olarak tanımlanabilir. Bu rapor kapsamında **tahmin edilen değer aralığı, İmtiyaz Sözleşmeleri'nin muhtemel alım/satımına temel teşkil edecek kesin bir satış fiyatı olarak değerlendirilmemeli, bunun sadece AHLATCI yönetimine İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değeri hakkında bir veri sağlama**ası beklenmelidir.*

## Fiyat ve Değer Kavramı

*Bu raporda baz alınan değer 31 Mart 2022 tarihli itibarıyla lisans süreleri boyunca İmtiyaz Sözleşmeleri'nin "Makul Piyasa Değeri"dir. "Makul Piyasa Değeri" istekli bir satıcı ve istekli bir alıcı arasında hiçbir kısıtama ve zorlama olmadan ve bu konuya ilgili bilgilerin rahatlıkla elde edilebildiği serbest bir piyasa ortamında gerçekleşecek hisse senedi ya da varlık statüsünde olması beklenen değer olarak tanımlanabilir. Bu rapor kapsamında **tahmin edilen değer aralığı, İmtiyaz Sözleşmeleri'nin muhtemel alım/satımına temel teşkil edecek kesin bir satış fiyatı olarak değerlendirilmemeli, bunun sadece AHLATCI yönetimine İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değeri hakkında bir veri sağlama**ası beklenmelidir.*

Bu rapor, Şirket yönetimimin sağladığı bilgiler dikkate alınarak hazırlanmıştır. Sağlanan bilgiler, 2019-2021 yılları arasında bağımsız denetimden geçmiş mali tablolar, 2019-2021 yılları arasında Vergi Usul Kanunu'na (VÜK) göre hazırlanan aylık mali tablolar, birinci ve ikinci dönem tarife tabloları, temel operasyonel göstergelerin yanı sıra her bir dağıtım bölgesi için lisans dönemlerinin sonuna kadar olan yıllara ilişkin varsayımlar ve projeksiyonları da içermektedir. Sağlanan bu bilgiler tarafımızca sorgulanarak çalışmamızda yer almıştır.

PwC, AHLATCI yönetimi tarafından sağlanan finansal verilerin ticari anlamda gerçekleştirilebilirliği ve sonuçlarının doğruluğu üzerine bir çalışma yapmıştır. Ulaşılan sonuçlar Şirket yönetimi tarafından sağlanan bilgilerin doğruluğu ve bütünlüğüne bağlıdır. Bu bilgiler tarafımızca sorgulanarak, **gerektiği takdirde AHLATCI yönetimi ile tartışılarak revize edilmiş ve çalışmamızda yer almıştır.** PwC, bu çalışma kapsamında AHLATCI'ya ait mali tabloları ve diğer bilgileri denetlememiştir. Dolayısıyla bu raporda yer alan mali tablolar konusunda herhangi bir görüş bildirilmemektedir.

## Rapora İlişkin Genel Bilgiler (2/3)

### Raporun Kullanımı

Bu rapor sadece AHLATCI yönetimi için; Şirket'in sahip olduğu İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değerlerinin tahmin edilmesi amacıyla hazırlanmıştır. Aksi belirtilmedği sürece, PwC, bu raporun ve/veya yazışmaların AHLATCI yönetimi, Sermaye Piyasası Kurulu ve Şirket'in bağımsız denetçileri dışında üçüncü şahıs ve kurumlar tarafından kullanılmından doğabilecek hiçbir sorumluluğu kabul etmemektedir. Bu konuda PwC onay verse dahi, raporun muhatabı AHLATCI yönetimi olarak kalacaktır. **Rapordaki bilgiler hiçbir şekilde geleceğe yönelik bir vaat olarak veya geleceği yansıtmak amacıyla hazırlanmamıştır.** Her koşulda, şahısların ve kurumların kendi piyasa analizlerini ve özel incelemelerini yapmaları tavsiye edilmektedir.

### Fonksiyonel Para Birimleri

Sistem kullanım bedelinin ("SKB"), başlıca gider kalemlerinin ve yatırımlarının TL bazlı hesaplanması sebebiyle değerlendirme sırasında fonksiyonel para birimi olarak TL dikkate alınmıştır.

### Değerlemede Değerleme

**Değerleme çalışmasında Gelir Yaklaşımı yöntemi dikkate alınmıştır.**

### Kullanılan Yöntemler

#### Gelir Yaklaşım: İndirgenmiş Nakit Akımları ("İNA")

Bu yöntemde İmtyaz Sözleşmeleri'nin değeri, projeksiyon döneminde ve devam eden dönemde yaratılması beklenen nakit akımlarının, değerlendirme tarihine indirgenmesi ile elde edilmektedir. **Gelir Yaklaşımı kapsamında Şirket yönetimi ve danışmanları tarafından sağlanan iş planları ve nakit akımı tahminleri dikkate alınmıştır.**

İNA çalışması kapsamında AHLATCI'nın gelir/giderini, kurumlar vergisi yükünü, yatırımlarını ve işletme sermayesi ihtiyacını öngören indirgenmiş nakit akımı modelleri hazırlanmıştır. İNA hesaplamasında Şirket yönetiminin sağladığı bilgiler esas alınmıştır. İNA çalışması kapsamında, AHLATCI'nın sahip olduğu Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin, lisans tarihlerinin sonuna kadar gelecekte yaratması beklenen nakit akımları, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin risk profiline uygun bir riskonto oranı kullanılarak değerlendirme tarihine indirgenmiştir.

## Rapora İlişkin Genel Bilgiler (3/3)

### Bağımsızlık

PwC ile bu projede çalışan danışman ve yöneticileri, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin satış ya da olası herhangi bir işleminden hiçbir maddi çıkar gözetmemektedir. Aynı şekilde, PwC'in bu değerlendirme çalışması için alacağı ücret, bu değerlendirme çalışmasının sonuçlarına bağlı değildir. PwC'in AHLATCI ile doğrudan ve dolaylı olarak sermaye ve yönetim ilişkisi bulunmamaktadır.

Şirket'in yöneticileri ve çalışanları bu çalışmanın sonucunu etkileyebilecek konumdadırlar. Bu nitelikteki olası etkiler benzer değerlendirme çalışmalarında da görülmektedir. PwC, bu etkinin en aza indirgenmesi için aşağıdaki adımları uygulamaktadır:

- Bu çalışmada yer alan PwC danışmanları ve yöneticileri bağımsızlıklarını korumaktadır,
- Bu çalışmada kullanılan varsayımlar ve tahminler mümkün olduğunda Şirket yönetimi ile üzerinde tartışılarak kullanılmıştır.

# Çalışma İncelenirken Dikkate Alınması Gereken Konular (1/4)

## İş Planı ve Geçmiş Finansallar

Çalışmamız kapsamında geçmiş yıl analizinde 2019 – 2021 yılları arasında **Vergi Usul Kanunu'na (VÜK)** göre hazırlanan mali tablolar ile 2019-2038 yılları arasındaki operasyonel göstergeler dikkate alınmıştır. Değerleme çalışmasında kullanılan varsayımalar ve tahminler AHLATCI yönetimi tarafından sağlanan, Doğal Gaz Dağıtım şirketlerinin lisans sürelerini kapsayan iş planına dayanmaktadır olup bu iş planı tahminileri Şirket yönetimi ve danışmanları ile mümkün olduğuna tartışılmıştır. Çalışmamız kapsamında Finansal Eksen Bağımsız Denetim ve Danışmanlık A.Ş. tarafından bağımsız denetimden geçmiş, TFRS'e hükümlerini uygun geçmiş mali tablolar incelenmiş ancak dikkate alınmamıştır.

İmtiyaz Sözleşmeleri, AHLATCI'nın değişen oranlarda kontrolü eline bulunduran hisselere sahip olduğu, aşağıdaki illerde doğalgaz dağıtım imtiyazına sahip şirketler (Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri) tarafından kullanılmaktadır:

- Enerya Aksaray Gaz Dağıtım A.Ş. (Aksaray)
- Enerya Aydın Gaz Dağıtım A.Ş. (Aydın)
- Enerya Erzincan Gaz Dağıtım A.Ş. (Erzincan)
- Enerya Konya Gaz Dağıtım A.Ş. (Konya)
- Enerya Kapadokya Gaz Dağıtım A.Ş. (Kapadokya)
- Enerya Karaman Gaz Dağıtım A.Ş. (Karaman)
- Enerya Denizli Gaz Dağıtım A.Ş. (Denizli)
- Enerya Ereğli Gaz Dağıtım A.Ş (Ereğli)
- Enerya Antalya Gaz Dağıtım A.Ş (Antalya)

## Tarife Dönemleri Varsayımları (2022 - 2038)

Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri, 2021 yılı itibarıyla EPDK tarafından 2017 yılında belirlenen tarifelere tabi olup sistem kullanım bedelleri her yıl, ilgili yılın TÜFE oranına göre değişmektedir. Şirket ile yaptığımız görüşmelerde 2022 ortası itibariyle mevcut tarifein sona ereceği ve EPDK tarafından belirlenen tarife hesaplama mekanizması doğrultusunda yeni tarifeye geçileceği bilgisi tarafımıza verilmiştir. Çalışmamızda yeni tarifeye yönelik 2022 yılından itibaren bazı varsayımlar üzerinden ilerlemiştir.

**Belli/ilen varsayımlar altında tahmin edilen yeni tarife mekanizması EPDK tarafından Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri için ayrı ayrı belirlenecek tarifeden farklılık gösterebilecektir.**

**Tüketim Eşiği:** EPDK'nın sistem kullanım bedeli tarifeleri hesaplamasında kullandığı değişkenler ve tüketim miktarı eşliğinde değişiklikler yapması halinde, Şirket'in mevcut marjları önemli şekilde etkilenebilir.

## Çalışma İncelenirken Dikkate Alınması Gereken Konular (2/4)

**Tarife Dönemleri Varsayımları (2022 - 2038) (Devam)**

**Abone Sayısı:** Şirket tarafından paylaşılan gaz kullanıcı adetleri öngörülerine göre abone sayıları tahminin edilmektedir. Abone sayılarındaki değişim oranı, işletme giderlerine uygulanan büyümeye faktörünü ve tüketim miktarını etkilemeye çalışmaktadır.

**Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT):** DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin tarife hesaplamasında kullanılan 2022 başlangıç DVT değerleri için Şirket tarafından hesaplanan düzeltme dahil DVT tutarları kullanılmıştır.

**Reel makul getiri oranı ("RMGO"):** Tarife dönemi yönelik getiri oranı ("RMGO") 30 Haziran 2022 itibarıyle geçerli olmak üzere EPDK tarafından %12,427 olarak açıklanmıştır. EPDK tarafından bu getirinin bilesenleri açıklanmamaktadır. Değerleme çalışması kapsamında kullanılan indirimme oranı (AOSM) metodolojisi ile paralel olarak RMGO'nun lisans süresinin bitimine kadar değişmeyeceği varsayılmıştır. Ancak RMGO üzerinde duyarlılık analizi yapılarak, olası değişimin değer üzerindeki etkisi sunulmuştur.

**Verimlilik:** EPDK'nın tarife hesaplamalarında kullandığı işletme giderlerine uygulanan verimlilik parametresindeki değişiklikler, şirketlerin mevcut marjlarını etkileyebilir. Çalışmada verimlilik artış oranı %1,0 olarak kullanılmıştır.

**Güvence Bedeli Depozitoları**

Tutarları EPDK tarafından belirlenen güvence bedeli depozitoları (2022 yılı itibarıyla ısınma için merkezi sisteme 650 TL, kombide ise 733 TL, ocak/şubat için ise 125 TL), dağıtım şirketleri tarafından ortalama iki aylık tüketim karşılığına denk gelecek şekilde serbest olmayan müşterilerden tâhsil edilmektedir. Güvence bedeli depozitoları, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri için önemli bir fon kaynağı oluşturmaktadır. Değerleme çalışmaları kapsamında, güvence bedeli depozitoları aşağıdaki sebeplerden dolayı işletme sermayesi kalemi olarak düşürülmektedir:

- Güvence bedeli depozitoları, Türkiye'de gaz dağıtım sektöründeki her yatırımcı için sürdürülebilir, faizsiz, işletme sermayesi finansmanı kaynağıdır,
- Mevcut mevzuat uyarınca, güvence bedeli depozitolarının geri ödemelerine yönelik kesin bir düzenleme bulunmamaktadır.

Değerleme çalışması kapsamında, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin projeksiyon dönemi boyunca toplayacakları güvence bedeli depozitolarını lisans dönemi sonunda abonelere geri ödeyecekleri varsayılmaktadır. Geri ödenecek tutar tahmin edilirken iş planları dönemi boyunca artacak güvence bedelleri tahmini TL enflasyon oranında düzeltileerek dikkate alınmıştır.

**DVT Düzeltmeleri**

Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin DVT değerlerine her tarife döneminin sonunda düzeltmeler uygulanmıştır. İlgili dönemde Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin bağlantı gelirleri ve münferit hat gelirlerinin toplamı, servis hattı ve münferit hat yatırım tutarlarından yüksek ise kalan tutar DVT değerinden düşülmekte, düşük ise kalan tutar DVT değerine eklenmektedir. Münferit Hat ve Servis Hattı Yatırımları DVT hesaplamasında yatırım bileseni içerisinde yer almamaktadır.

## Çalışma İncelenirken Dikkate Alınması Gereken Konular (3/4)

**İmtyaz Süresi Sonunda Tahmini DVT Değeri** Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nde sabit kıymetler, **mevcut düzenlemelere göre dağıtım şirketterine aittir.** Mevcut yönetimelik uyarınca, imtyaz süresinin bitiminde sabit kıymetler başka bir şirket tarafından ekonomik değerleri üzerinden satın alınabilir. Bununla birlikte, imtyaz süresinin bitimi itibarıyla mevcut sabit kıymetlerin ekonomik değerlerini hesaplamak için uygun yönteme yönelik belirsizlikler bulunmaktadır. Bu nedenle, sabit kıymetlerin ekonomik değerlerinin belirlenmesinde imtyaz dönemi sonunda amortize olmamış tutar dikkate alınmıştır. Belirtilen varlık tabanı değeri imtyaz süresinin bitiminde elden çıkarılarak, lisans döneminin sonunda nakit girişî olarak değerlendirilmektedir.

**Yatırım Harcaması** Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin imtyaz süresince doğal gaz dağıtım hattlarının genisletilmesi ve boru hattlarının kurulumuna ilişkin olarak önemli miktarда sermaye harcaması yapacakları öngörmektedir. EPDK tarafından yapılan düzenlemeye göre, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin mevcut duran varlıklarını 22 yıl süre ile amortismana tabi tutacağı öngörmektedir. **Dağıtım hattının genişletilmesi ve boru hattının kurulumunda ilgili mercilerden gereklî onayların alınması veya başka sebeplerden kaynaklanan herhangi bir gecikme yatırım harcamalarının gecikmesine, öngörülen maliyetlerinin artmasına sebep olabilir.**

**Doğal Gaz Maliyeti** Çalışma kapsamında, 2022 yılı birim doğalgaz alım maliyeti, BOTAS tarafından açıklanan 7 aylık tarife tutarları ve geri kalan 5 aylık tarife tahminlerinin ağırlıklı ortalaması dikkate alınarak hesaplanmıştır. 2023 – 2027 yılları arasında tahmin edilen doğal gaz alım maliyetleri IMF'nin Avrupa Bölgesi için dolar bazlı fiyat değişim tahminlerinin, 2022 dolar bazlı birim doğal gaz alım maliyetine uygulanması ve her yılın ortalaması kur tahmini ile çarpılması sonucunda tahmin edilmiştir. 2027 sonrası için ise Dünya Bankası'nın uzun vadeli doğal gaz fiyatı tahminini ve USD/TL kur tahminleri dikkate alınmıştır.

**Net İşletme Sermayesi (NİS)** Değerleme çalışmasında, 2019-2021 yılları arasında gerçekleşen bakiyeler incelenerek ortalama gün sayıları hesaplanmış ve Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'ne ait net işletme sermayesi bakiyeleri tahmin edilmiştir. **Net işletme sermayesi/bakiyeleri hesaplanırken, diğer dönen varlıklar içerisindeki devreden KDV ve peşin ödenen vergiler, ve diğer cari yükümlülükler içerisindeki gider tahakkukları ve dönem karı vergi karşılıkları dikkate alınmamıştır.**

**2022 yılı Finansal Tahminleri** Çalışma kapsamında, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin değerlerini gelecek bekentilerini ve tarife etkilerini daha doğru yansıtacağı öngörüsü ile en doğru şekilde yansıtımak amacıyla gelir yaklaşımı kullanılmıştır. 2022 yılı için tahmin edilen indirgenmiş nakit akımı kalemleri, yıllık tahminlerden, 3 aylık gerçekleştirmeler çıkarılarak 9 aylık dönem tahminleri üzerinden hesaplanmış ve değerlendirmelerde kullanılmıştır.

## Çalışma İncelenirken Dikkate Alınması Gereken Konular (4/4)

### Münferit Hat Gelirleri

Münferit hat gelirleri, müşteriler ile yapılan sözleşmelerde anlaşılan karılık oranları üzerinden belirlenmektedir. Şirket münferit hat yatırımları ile ilgili gelirlerin, yatırım maliyetlerine ortalama %50' oranında bir karılık uygulanarak elde edildiğini belirtmiştir. Ancak müşteriler ile yapılan münferit hat sözleşmelerinde, yılının içeriğine ve müşteri ile yapılan anlaşmaya istinaden farklı oranlar uygulanabilmektedir.

### Diger Gelirler (Bağlantı, Re-Aktivasyon, Proje Onay)

Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin bağıntı gelirleri, EPDK tarafından belirlenen abone bağıntı bedeli üzerinden hesaplanmaktadır. Tarife hesabında tespit edilen gelir gerekliliklerinden düşünen proje onay ve re-aktivasyon gelirleri de EPDK'nın belirlediği üst bedel tutarları üzerinde tahminin edilimektedir. *Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin lisans süreleri boyunca elde edeceği bağıntı, proje onay ve re-aktivasyon gelirleri, her yılın ücret tutarına bir önceki yılın sonu TL enflasyon oranları uygulanarak hesaplanmıştır.*

### Güvence Bedeli Değer Artışları

İş planı dönemi boyunca doğalgaz abone sayısındaki artışa paralel reel olarak artması beklenen güvence bedelleri, aynı zamanda her dönem için TL enflasyon oranında güncellenerek dikkate alınmaktadır. Güvence bedeli yükümlülüklerinin enflasyona endekslenerek artırılması nedeniyle oluşan gayri-nakdi giderler Doğalgaz Dağıtım Şirketleri için kurgulanmış iş planları içerisinde FAVÖK içerisinde gösterilmektedir. Söz konusu artış gayri-nakdi olması göz önünde bulundurularak, işletme sermayesi değişim tahminlerine de dahil edilmemiştir. Ancak, söz konusu yeniden değerlendirme giderlerinin FVÖK üzerinden hesaplanan kurumlar vergisi üzerindeki etkisi, kurumlar vergisi hesaplamasında ayrıca dikkate alınmıştır.

### Değerleme Yöntemi ve Değer İçeriği

İmtyiaz Sözleşmeleri değerlendirme çalışmalarında sadece Gelir Yaklaşımı'ndan faydalananmıştır. Bu yönteme göre, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin faaliyet dönemleri boyunca elde edecekleri öngörülen nakit akımları tahmin edilmiş ve uygun bir iskonto oranı ile değerlendirme tarihine indirgenmiştir. Tarife metodolojisi ile getirisi sistem kullanım bedeli üzerinden elde edilemeyecek DVT tutarının faaliyet dönemi sonunda nakde çevrileceği esas alınmaktadır. Ayrıca faaliyet dönemi boyunca yeni aboneler üzerinden hesaplanan güvence bedellerinin de imtyiaz dönemi sonunda nakit çıkışına var olacağı dikkate alınmaktadır. İmtyiaz Sözleşmeleri için tahmin edilen değerler, tarife metodolojisinin kurgusundan dolayı doğal gaz dağıtım lisansı ve değerlendirme tarihi itibarıyle Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin faaliyetlerinde kullandıkları sabit kıymetlerin toplam değerini içerecek şekilde oluşmaktadır. Gelir Yaklaşımı kapsamında kurulan indirgenniş nakit akımı modellerinden elde edilen sonuçlardan değerlendirme tarihi itibarıyle Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin net işletme sermayesi pozisyonları da düşülverek İmtyiaz Sözleşmeleri'nin değerleri tahmin edilmektedir.

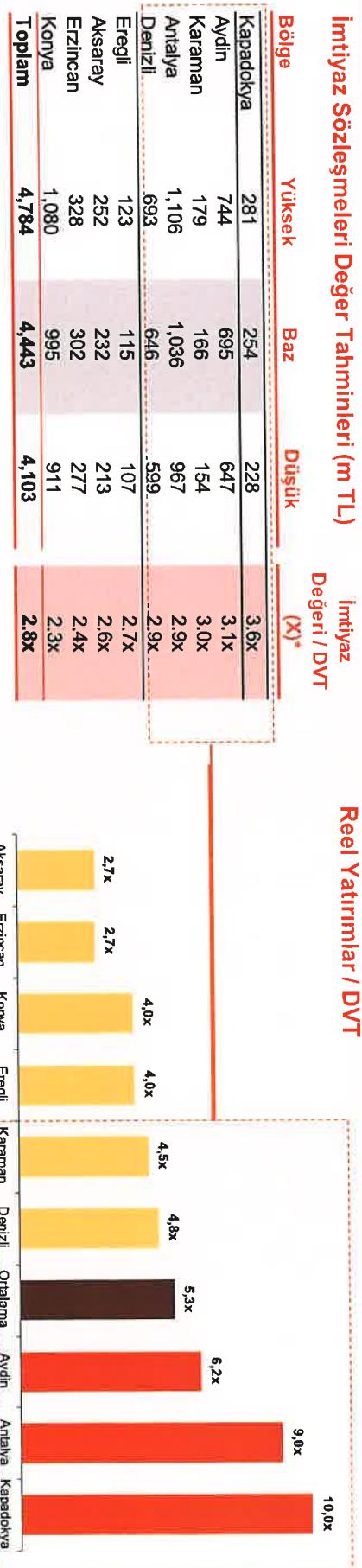
Değerleme çalışmasında Piyasa Yaklaşımı dikkate alınmamıştır. İmtyiaz Sözleşmeleri'nin kendilerine özgü dinamikleri (yatırım miktarı, başlangıç DVT, kalan imtyiaz süresi, vb.) diğer dağıtım bölgeleri ile karşılaşılabilir olmalarının önüne geçmektedir. İmtyiaz Sözleşmeleri için sunulan değerlendirme sonuçları, AHLATCI'nın Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'ndeki sahiplik oranlarından bağımsız olarak %100 varlık değeri seviyesinde sunulmaktadır.

# Çalışma Özetİ



# Değerleme Sonuçları

Değerleme çalışması sonucunda AHLATCI'nın sahip olduğu İmtyaz Sözleşmelerinin toplam değerinin **4,1 milyar TL** ile **4,8 milyar TL** aralığında olduğu tahmin edilmiştir.



## Değerlemenin Amacı & Yöntemler

Değerleme çalışmasının amacı 31 Mart 2022 tarihli itibarıyla AHLATCI'nın sahibi olduğu Doğal Gaz Dağıtım Şirketlerinin faaliyetlerinden kılınan İmtyaz Sözleşmelerinin değerlerinin tahmin edilmesidir. Çalışma kapsamında Gelir Yaklaşımı ana değerlendirme yöntemi olarak kullanılmıştır. İNA çalışması kapsamında Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin 2022 yılı itibarıyla yeni tarife dönemine geçeceği varsayımlı ile gelecekte yaratılması beklenen nakit akımları dikkate alınmıştır.

## Değerleme Çalışması sonuçlarının yorumlanması hakkında aşağıdaki bulguların da dikkate alınması gerekmektedir:

- Kapadokya başlangıç DVT'sine göre en yüksek miktarda yatırım yapacak bölge olduğu için (10,0x) İmtyaz Sözleşmesi Değeri/DVT çarpanı en yüksek bölge olarak ön plana çıkmaktadır. Kapadokya aynı zamanda bütün bölgeler arasında yatırımların orta noktasının değerlendirme tarihine uzaklığını açısından en yakın 4. bölgedir. Yatırım hızı sistem kullanım bedelinin artış hızını da belirlediği için değerin oluşmasına önemli bir etkendir.
- İmtyaz Sözleşmesi Değeri/DVT çarpanı en yüksek ilk beş bölge, aynı zamanda DVT'sine göre en yüksek miktarda yatırım harcaması yapması planlanan ilk beş bölgedir.
- Başlangıç DVT'si sınırlı olan bölgeler (tüketim çarpanı ya da mutlak tutar olarak) daha yüksek İmtyaz Sözleşmesi Değeri/DVT çarpanı getirmektedir. Aydın ve Antalya yüksek DVT'ye sahip olanlarına rağmen, yüksek miktarda yatırım (Kapadokya'dan sonra DVT'ye oranlar 2. ve 4. bölgeler) önemli seviyede güvence bedeli faydasından (yüksek abone sayısı artışı) destek almaktadırlar.
- En yüksek DVT tutarına sahip olan, DVT'sine oranla ortalama altı yatırım bütçesiyen ve abone sayısında sınırlı gelişim beklenen Konya, İmtyaz Sözleşmesi Değeri/DVT çarpanı olarak en düşük seviyede kalmış bölgedir.

(\* ) Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin düzeltme sonrası 2022 yılı başlangıç düzenlenmiş varlık tabanları (DVT) ve baz değer tahminleri dikkate alınarak hesaplanmıştır.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatçı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

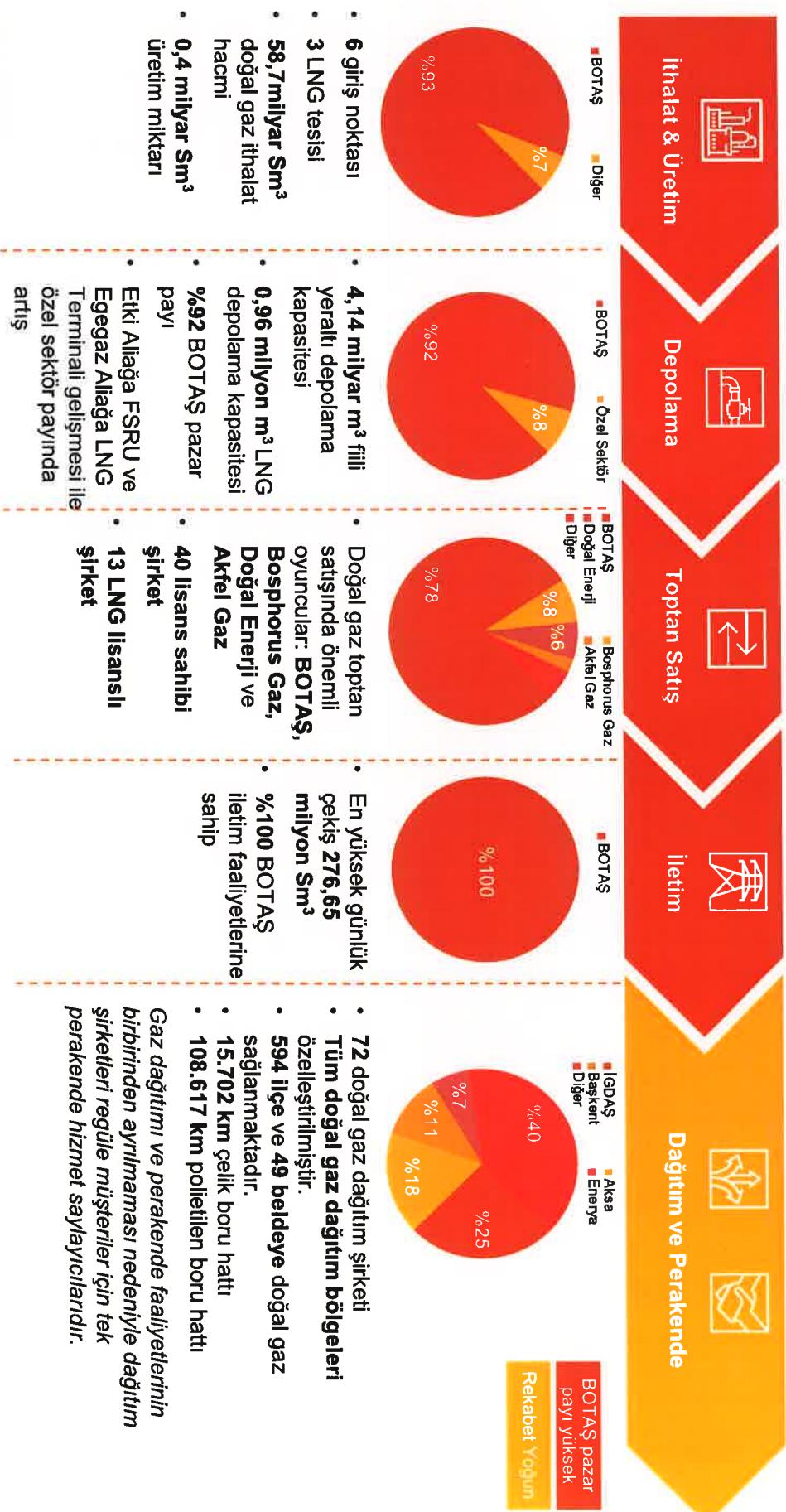
PwC

# Doğalgaz Piyasası ve AHLATCI

Doğalgaz Piyasası ve AHLATCI	13
1 AHLATCI	24
2 Genel Görünüm	25



# Değer Zinciri



Kaynak: EPDK

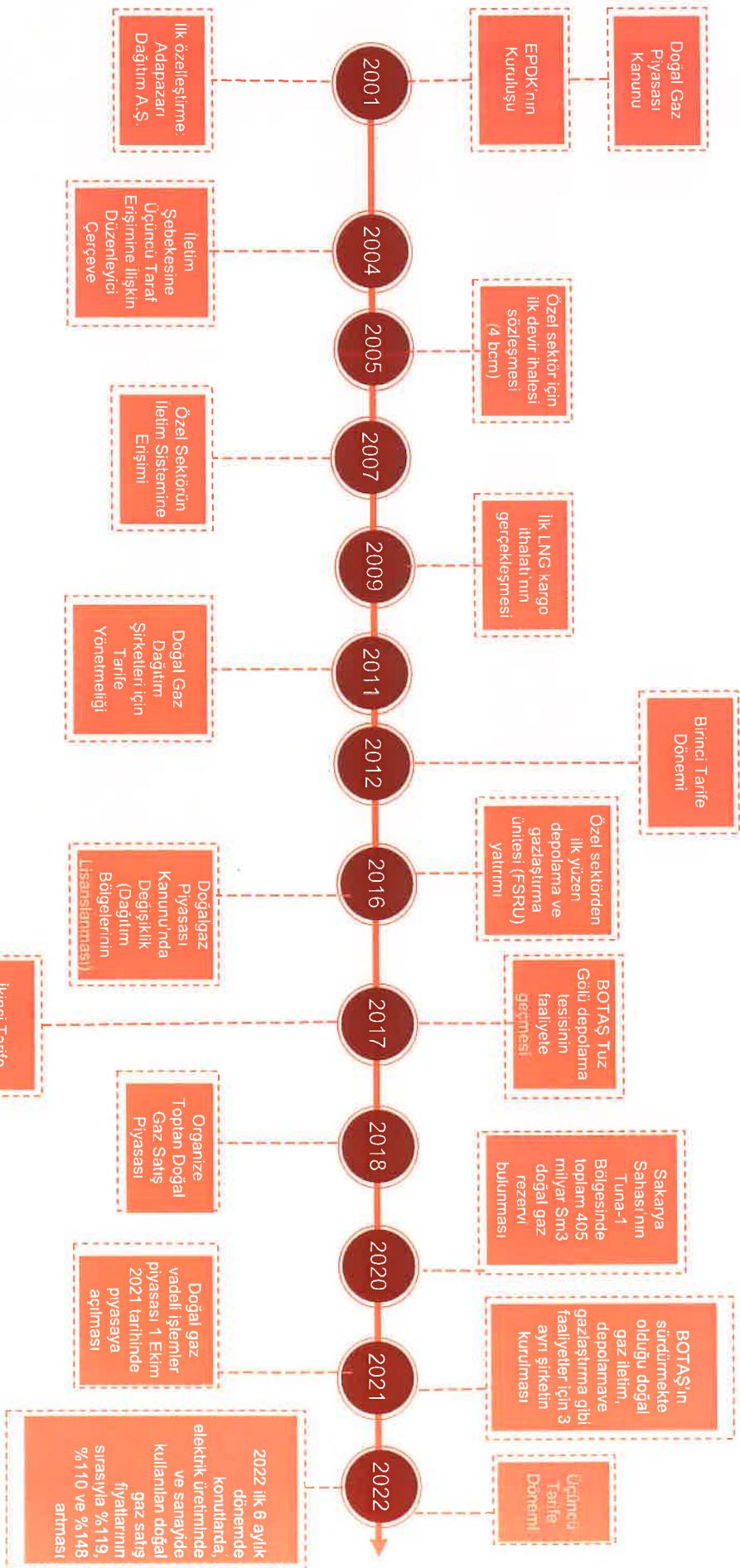
Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

## Tarihsel Gelişim

Doğal gaz piyasasında özelleştirme 2002 yılında başlamış olup en büyük İİ İstanbul'un yönetimi özelleştirilmemiştir. Türkiye'de bulunan 72 doğal gaz dağıtım şirketinin tamamı özelleştirilmiştir.



Kaynak: EPDK

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

## İthalat ve Üretim

Mevcut sözleşmeler ile garanti altına alınan hacim ile piyasaya çekiliş kullanıma sunulan hacim eşit olmamakla birlikte, bu durum arz talep dengesi açısından oldukça önemlidir. Ortaya çıkabilecek bir talep fazlalığı durumunda gaz tedarği sağlanabilecek potansiyel kaynakların bulunması özellikle arz güvenliği bakımından önem taşımaktadır.

### Orta ve Uzun Dönem Doğal Gaz Kontratları

İthalatçı	Ülke	Hat / Giriş Noktası	Tür	Başlangıç	Bitiş Tarihi	Kontrat Miktarı (bcm'ye)
BOTAŞ	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	1998	Aralık 2021	4,0
Avrasya Gaz	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2009	Aralık 2021	0,5
Bosphorus Gaz	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2009	Aralık 2021	0,8
Enerco Enerji	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2009	Aralık 2021	2,5
Shell Enerji	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2009	Aralık 2021	0,3
BOTAŞ	Nijerya	M Ereğisi	LNG	2019	Ekim 2021	1,3
BOTAŞ	Cezayir	M Ereğisi	LNG	1994	Ekim 2024	4,4
BOTAŞ	Rusya	Mavi Akım / Durusu	Boru Hattı	2003	Aralık 2025	16,0
BOTAŞ	İran	Gürtubak	Boru Hattı	2001	Temmuz 2026	9,6
BOTAŞ	Azerbaycan	TANAP	Boru Hattı	2018	Temmuz 2033	6,0
Akfen Gaz	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2012	2043	2,3
Batu Hattı	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2013	2043	1,0
Bosphorus Gaz	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2013	2043	1,8
Kıbrıs Enerji	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2013	2043	1,0
BOTAŞ (Spot)	Azərbaycan	Türkögözü	Boru Hattı	2022	Aralık 2024	6,0
9,3 bcm: Faal Değil						

\*Okt 2022 itibarıyla faal kontratlar gösterilmektedir.

### Türkiye'deki Doğal Gaz İthalatı Bölgeleri (2021, Milyar Sm<sup>3</sup>)

Giriş Noktası	İthalat Miktarı	Pay
1 Durusu	16,37	%28
2 Kıyıköy	9,97	%17
3 Gürbulak	9,64	%16
4 Marmara Ereğlisi	6,70	%10
5 Seyitgazi	5,32	%11
6 Egegaz LNG	4,91	%10
7 Türk Gözü	4,18	%9
8 Etki FSRU	3,01	%6
9 Döryol FSRU	1,31	%3

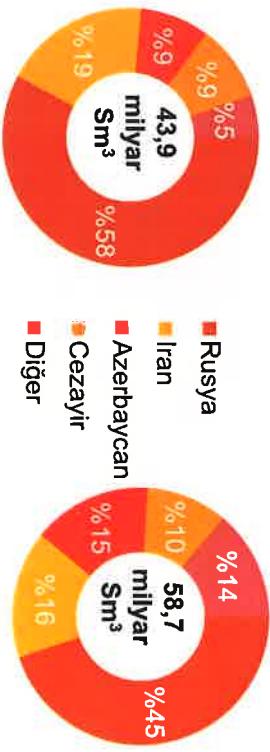


### Türkiye Doğal Gaz İthalatının Dağılımı (Milyar Sm<sup>3</sup>)



### Doğal Gaz İthalatının Ülkelere Göre Dağılımı (%)

#### 2021



#### 2021

Türkiye'nin coğrafi konumu itibarıyle Avrupa ve Ortadoğu arasındaki enerji hattı üzerinde bir geçiş ülkesi olma potansiyeli bulunmaktadır.

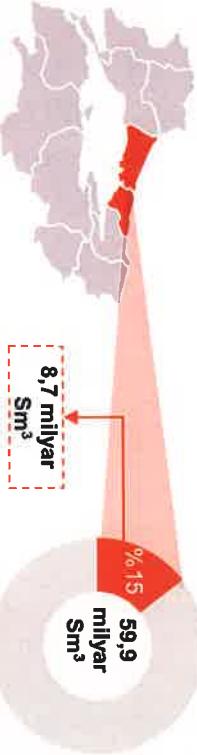
# Doğal Gaz Tüketimi

Türkiye'de 2021 yılında tüketim **%24** artarak **59,9 milyar Sm<sup>3</sup>** olarak gerçekleşmiştir. Artışın başlıca sebebi artan elektrik talebi ile doğal gazla elektrik üreten santrallerin tüketiminin ve artan sanayi üretimi ile sanayide kullanılan doğalgaz miktarındaki artışıtır. Ayrıca, artan abone sayıları ile birlikte meskenlerde de doğalgaz tüketimi artmıştır.

## Türkiye Doğal Gaz Tüketiminin Sektörlere göre Dağılımı (Milyar Sm<sup>3</sup>)



## İstanbul'da Doğal Gaz Tüketimi (2021, Milyar Sm<sup>3</sup>)<sup>1</sup>



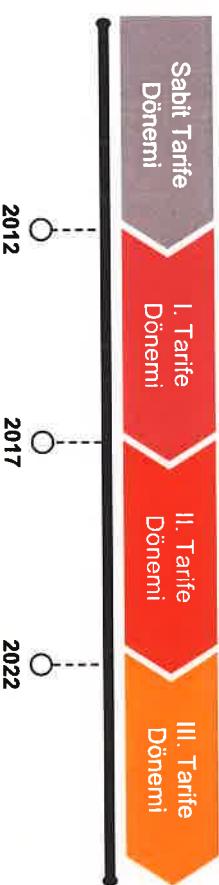
Kaynak: EPDK

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

# Doğal Gaz Dağıtım Tarife Belirleme Süreci

Nihai tarife yapısı ve sistem kullanım bedeli, tahmini gelir gereksinimi ve tüketim seviyesine göre belirlenmektedir.



## Tarife Belirlenme Süreci

Tüketicim Seviyeleri ve Sistem Kullanım Bedeli	
EPDK tarafından belirlenen ve tüm doğal gaz dağıtım şirketleri için geçerli olan 5 farklı tüketim sınıfı bulunmaktadır. Sistem kullanım bedelleri de yanda gösterilen bu tüketim sınıflarına göre belirlenmektedir.	
SKB 1	0-100k m <sup>3</sup>
SKB 2	100,001-1m m <sup>3</sup>
SKB 3	1,000,001-10m m <sup>3</sup>
SKB 4	10,000,001-100m m <sup>3</sup>
SKB 5	>100m m <sup>3</sup>

- 1 Tarife önerilerinin hazırlanmasına esas olan belgenin EPDK'dan talep edilmesi

- 2 Şirketin tarife önerilerinin ve tarife tablolarının EPDK'ya sunulması

- 3 Tarife önerileri ve finansal tabloların EPDK tarafından incelenmesi

- 4 Yazışmalar, veri paylaşımı ve gerekli olması durumunda ek bilgi talebi

- 5 EPDK ile yapılan görüşmeler neticesinde çalışmaların dağıtım şirketi tarafından tamamlanıp sunulması

- 6 Her bir dağıtım şirketi için tarifelerin ayrı ayrı EPDK tarafından onaylanması

## Tahmin Edilen Tüketim

Dağıtım şirketi, her bir tüketim kademesi için gerçekleştirmeye dayalı tüketim tahminlerini EPDK'ya sunmaktadır.

Tüketim kademelerinde tahmin edilen ve gerçekleşen yıllık satışlar arasında +/- %7 oranında bir fark gerçekleşmesi halinde, EPDK mevcut tarifeyi değiştirmeye hakkına sahiptir.

Gelir gereksinimi bilesenleri her bir tüketim kademesi için sistem kullanım bedeline yansıtılmaktadır.

Satışlar temel olarak hava şartları ile büyük oranda ilişkili olan mesken kullanıcılarının tüketiminden etkilenmektedir.

Sistem Kullanım Bedeli



# Dağıtım Şirketlerinde Gelir Gereksinimi (1/5)

Gelir gereksinimi, dağıtım şirketinin yaptığı altyapı yatırımlarının ve katlandığı işletme giderlerinin karşılığını alabilmek için düzenleyici kurumdan talep ettiği gelir tutarıdır. Gelir gereksinimi, yatırım harcamaları ve işletme giderleri bileşenlerine göre belirlenmektedir.



## Ortalama DVT X RMGO Dağıtım Tarifeleri Özeti

### 22 Yıl İfta Süresi

### Net İşletme Gideri

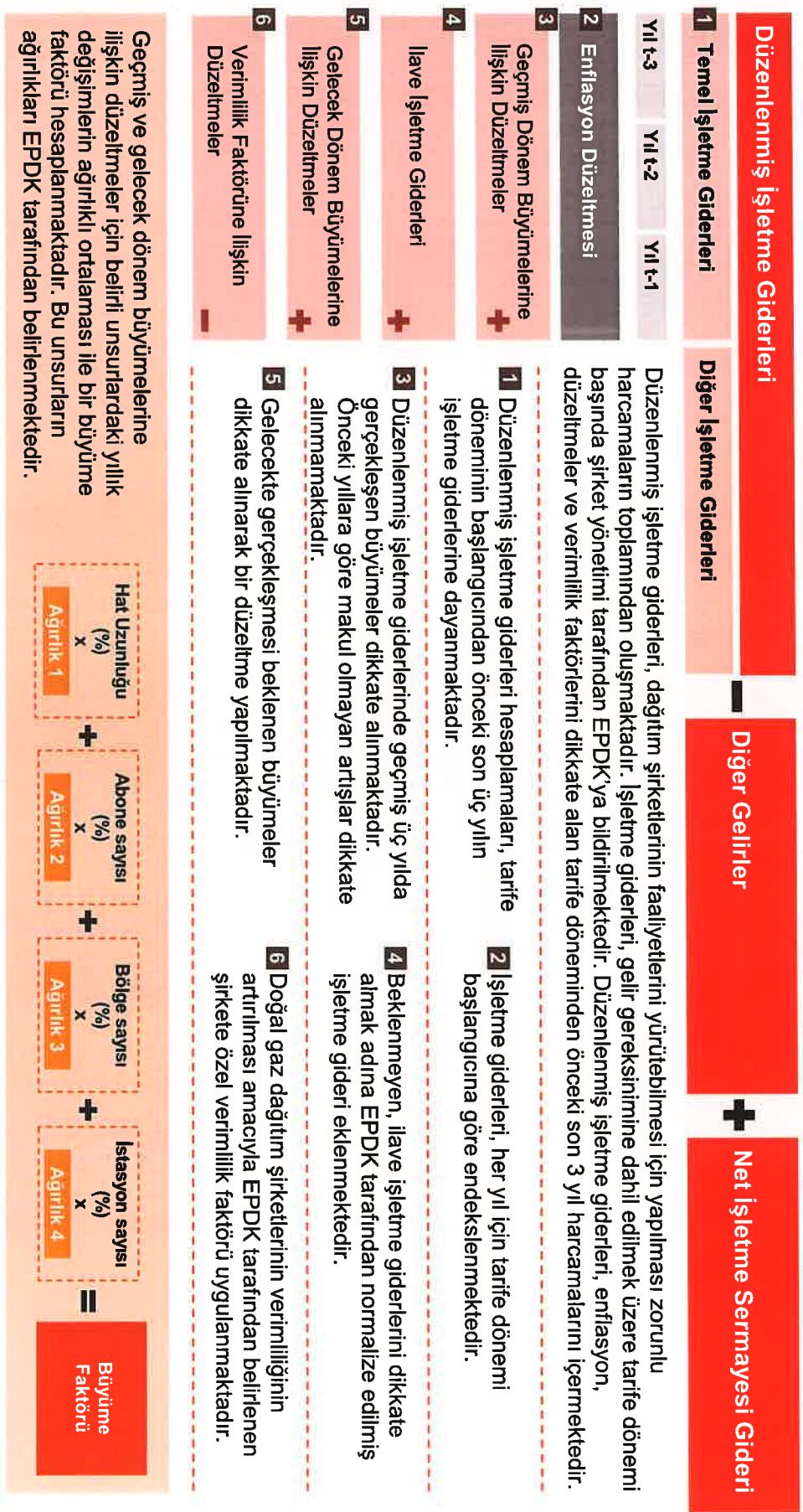
### RMGO x Net İşletme Gideri/12

- Dağıtım tarifeleri, dağıtım faaliyetleri ve ilgili hizmetlerin fiyat, hükm ve koşullarını içeren **düzenlemelerdir**.
- Dağıtım tarifesi, dağıtım şirketlerinin düzenlenmiş sistem kapsamında yaptıkları yatırımların ve işletme maliyetlerinin getirilerini **düzenlenmiş gelir gereksinimi** şeklinde talep etmelerini sağlayan bir mekanizma olarak işlev görmektedir.
- Düzenlenmiş Varlık Tabanı ("DVT")**, 2012 yılından beri 5 yıllık dönemler için kullanılmaktadır.
- Dağıtım tarifesi, dağıtım şirketinin ilgili dönem gelir ihtiyacına bağlı olan **sistem kullanım bedellerini** kullanmaktadır.
- Düzenleyici kurumlar, doğal gaz dağıtım şirketlerinin altyapı yatırımlarını DVT olarak sınıflandırr ve tarife büyük oranda DVT yatırımlarına bağlı olarak hesaplanmaktadır.
- İşletme ve bakım maliyetleri altyapı yatırımları ile ilgili giderler olduğundan, **İşletme giderleri** dağıtım tarifelerinin bir diğer bileşenini oluşturmaktadır.

Gelir gereksinimi, temel olarak yukarıdaki diyagramda gösterilen metodoloji ile hesaplanmaktadır. Herhangi bir harcama veya gider, ilgili tarife döneminin başlangıç yılina endekslenmesiyle hesaplanmakta, enflasyon düzeltmeleri dönem içerisinde tarifeler aracılığıyla uygulanmaktadır.

# Dağıtım Şirketlerinde Gelir Gereksinimi (2/5)

## İşletme Gideri Bileşeni



# Dağıtım Şirketlerinde Gelir Gereksinimi (3/5)

## Yatırım Bileşeni

### Düzenlenmiş Varlık Tabanı Getirişi

**Ortalama DVT (n yılı)  $\times$  RMGO < Verimlilik Sonrası İşletme Giderleri  $\times$  %20  $\rightarrow$  (MGT  $\times$  (VSG  $\times$  0,2))/2**

$$\text{Başlangıç DVT} + \text{Yatırım Harcamaları} = \text{Amortisman} = \frac{\text{Dönem Sonu DVT}}{\text{DVT}}$$

$$\text{Düzenlenmiş Varlık Tabanı (n yılı)} = \text{Ortalama (Başlangıç DVT + Bitiş DVT)}$$

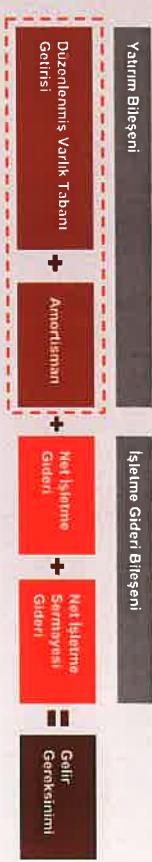
### Amortisman

**n yılina ait amortisman bedeli**

- DVT uzun süreli yatırımlardan oluşan için bu varlıkların yıllara göre amortismanını dikkate almak önemlidir.
- Türkiye'de doğal gaz dağıtım tarifeleri için itta süresi, faydalı ömrü dikkate alınmadan sabit kabul edilerek 22 yıl olarak belirlenmiştir.

### Vergi Düzeltmesi

- Tarife dönemi içerisinde dağıtım şirketinin gerçekleştirdiği yatırının, **yatırım tavanını aşması veya karşılamaması durumunda**, yeni tarife hesaplamasında dikkate alınır.
- EPDK, **bağlılı bedeli gelirinin hizmet hatı/münferit hat yatırımları maliyetlerinin bir kısmını karşılayacağı**nı dikkate almaktadır.
- 2017 yılında mevzuatta yer alan gelir gerekçisini hesaplaması güncellenmiş olup, **abone bağlılı bedeli ile hizmet hattı/münferit yatırımlar hesaplamadan çıkarılmıştır.**
- Bu giderler/gelirler, gelir gerekesinimi projeksiyonlarının hesaplamalarının dışında tutulsa da, dağıtım şebekesi dahilinde gerçekleşen harcamalar oldukça kararından DVT'ye tabi olmaya devam etmektedir.



### Amortisman

**n yılina ait amortisman bedeli**

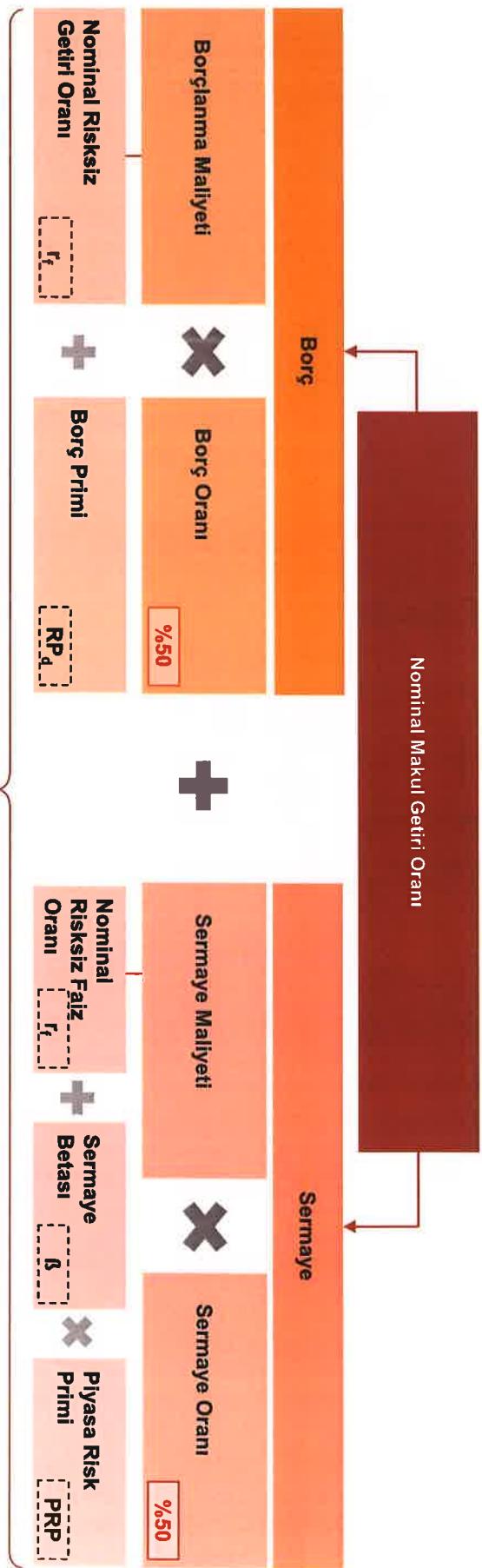
- DVT uzun süreli yatırımlardan oluşan için bu varlıkların yıllara göre amortismanını dikkate almak önemlidir.
- Türkiye'de doğal gaz dağıtım tarifeleri için itta süresi, faydalı ömrü dikkate alınmadan sabit kabul edilerek 22 yıl olarak belirlenmiştir.

### Vergi Düzeltmesi

- Tarife dönemi içerisinde dağıtım şirketinin gerçekleştirdiği yatırının, **yatırım tavanını aşması veya karşılamaması durumunda**, yeni tarife hesaplamasında dikkate alınır.
- EPDK, **bağlılı bedeli gelirinin hizmet hatı/münferit hat yatırımları maliyetlerinin bir kısmını karşılayacağı**nı dikkate almaktadır.
- 2017 yılında mevzuatta yer alan gelir gerekçisini hesaplaması güncellenmiş olup, **abone bağlılı bedeli ile hizmet hattı/münferit yatırımlar hesaplamadan çıkarılmıştır.**
- Bu giderler/gelirler, gelir gerekesinimi projeksiyonlarının hesaplamalarının dışında tutulsa da, dağıtım şebekesi dahilinde gerçekleşen harcamalar oldukça kararından DVT'ye tabi olmaya devam etmektedir.

## Dağıtım Şirketlerinde Gelir Gereksinimi (4/5) Yatırım Bileşeni – RMGO Detayı

Reel makul getiri oranı (RMGO) her tarife dönemi için EPDK tarafından açıklanmaktadır. Bu oran, yatırımcıların güvenilir bir getiri elde etmelerini sağlamalıdır. Mevcut tarife dönemine yönelik RMGO 30 Haziran 2022 itibarıyle geçerli olmak üzere %13,25 (düzeltilmiş %12,427) olarak açıklanmıştır. RMGO'nın ayrıntıları ve hesaplama metodolojisi EPDK tarafından açıklanmaktadır. Bu şema göstergesel olmakla birlikte, RMGO bileşenlerine ilişkin hesaplama detaylarını sunmaktadır.



### RMGO Düzeltmesi

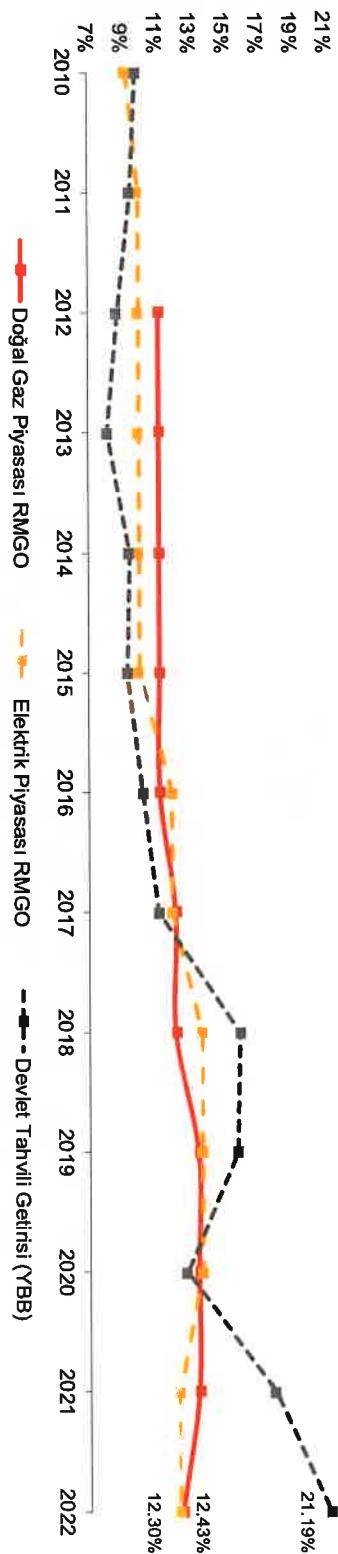
RMGO ve ortalama DVT'nin ortak değerlendirebilmesi için, vergi öncesi RMGO aşağıdaki düzeltmeye tabidir:

$$\text{RMGO}_{(\text{düzeltilmiş})} = \text{RMGO}/(1+\text{RMGO}/2)$$

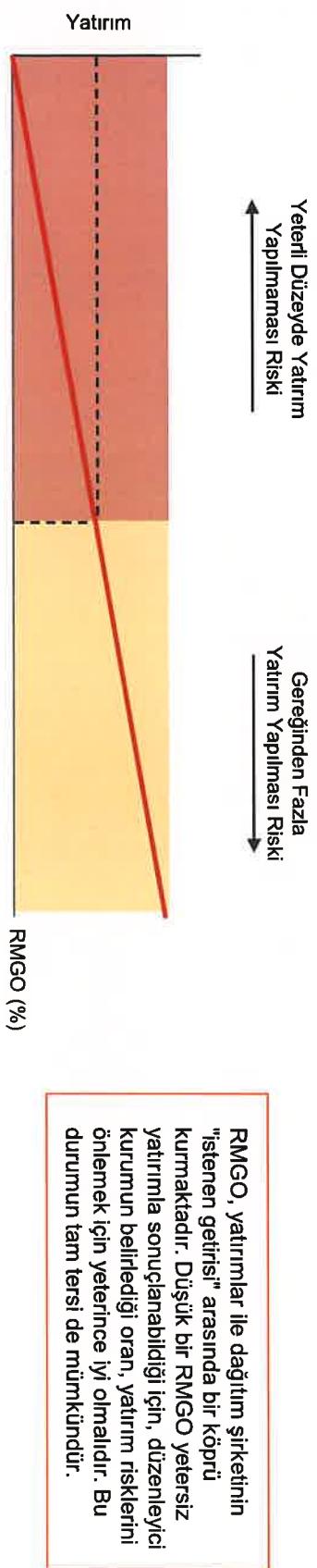
## Dağıtım Şirketlerinde Gelir Gereksinimi (5/5) Yatırım Bileşeni – RMGO Karşılaştırma

### Doğal Gaz Piyasası RMGO – Elektrik Piyasası RMGO – Devlet Tahvili Getirişi

Elektrik ve doğal gaz dağıtım için DVT tarife uygulaması sırasıyla 2006 ve 2012 yıllarında başlamıştır. Her iki sektörde de tarife dönemi ve RMGO'nun 5 yılda bir güncellenmesi beklenmektedir. Ancak, EPDK RMGO'yu farklı dönemler için değerlendirme yetkisine sahiptir. Sektördeki yapısal değişimler, arz/talep kaymaları, finansal kompozisyonlar ve benzeri nedenler RMGO'nun tarife dönemi içerisinde değişmesinde etkili olabilmektedir.



### RMGO'nın Yatırımlar Üzerine Etkisi



# AHLATCI



# Genel Görünüm (2021)

Ahlatci Holding A.Ş., 2021 yılında Energy Enerji A.Ş.'ye ait 9 bölgelerdeki 10 doğal gaz dağıtım lisansını devralmış olup bu bölgelerde doğal gaz dağıtım faaliyetleri gerçekleştirmektedir. Energy Enerji'nin ticari unvanı 10 Ocak 2022 tarihinde itibarıyla Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. olarak değiştirilmiştir.

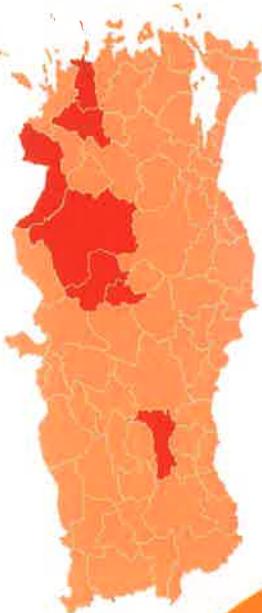
- 10 ilde 9 bölge (Aksaray, Antalya, Aydın, Denizli, Ereğli, Erzincan, Kapadokya (Nevşehir & Niğde), Karaman, Konya)

**4.127 m m<sup>3</sup>** toplam gaz tüketimi

- 1.524 bin abone sayısı\*

- 16.234 km hat uzunluğu
- 319 m TL yatırım harcamaları

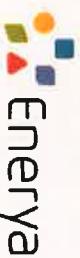
Harita



**%100**  
AHLATCI

Ahlatci Holding  
2021'den beri  
AHLATCI'nın tek  
hissedarı  
konumundadır.

Genel Bilgiler



Finansal Veriler

Özet Finansal Veriler – VÜK\*

	2019	2020	2021
Net Satışlar	2.288	2.715	3.736
FAVÖK	214	250	276
FAVÖK Mənji	%9,4	%9,2	%7,4

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

\* Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin VÜK'a göre hazırlanmış kombin finansal sonuçları üzerinden derlenmiştir.

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

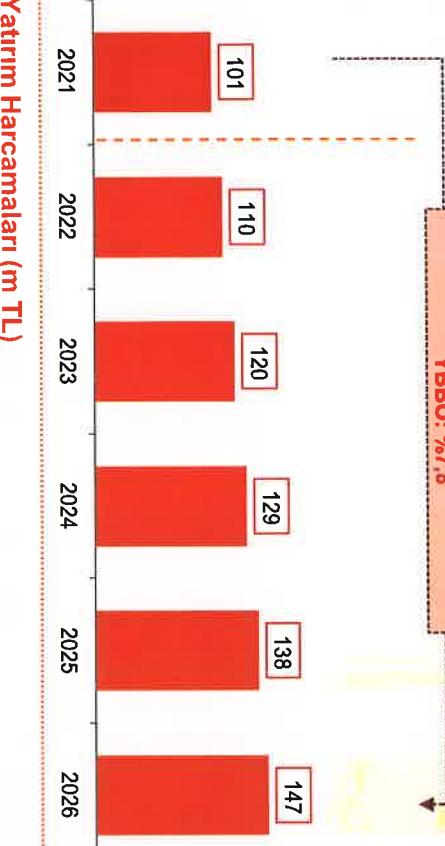
## Aksaray Temel Performans Göstergeleri

Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortalık (%)	DVT-2021 (m TL)
25/05/2004	25/05/2034	%90	104



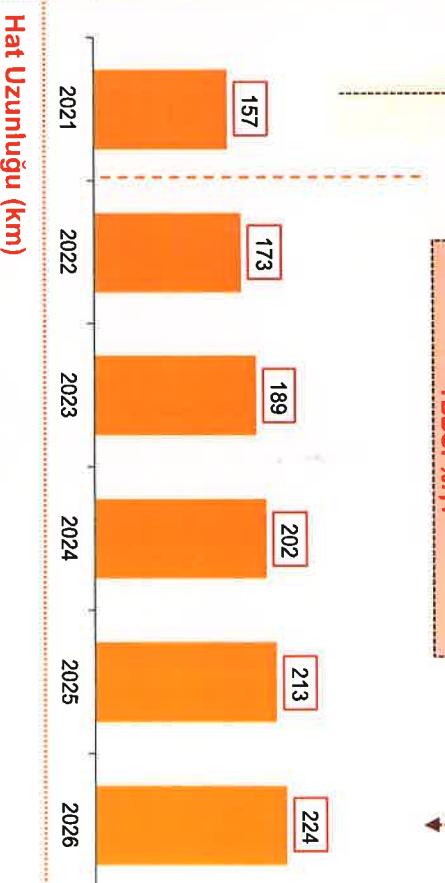
### Abone Sayısı ('000 BBS)

YBBO: %7,8



### Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)

YBBO: %7,4



### Hat Uzunluğu (km)

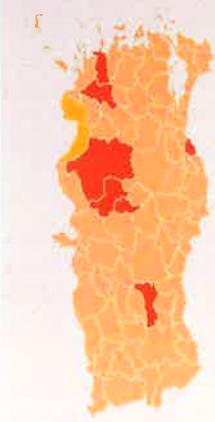
YBBO: %8,5



# Antalya

## Temel Performans Göstergeleri

Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
12/10/2006	12/10/2036	%90	363



### Abone Sayısı ('000 BBS)

YBBO: %14,5



### Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)

YBBO: %1,8



### Yatırım Harcamaları (m TL)

YBBO: %79,4



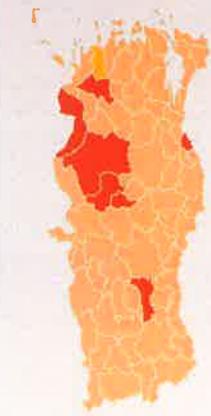
### Hat Uzunluğu (km)

YBBO: %9,3



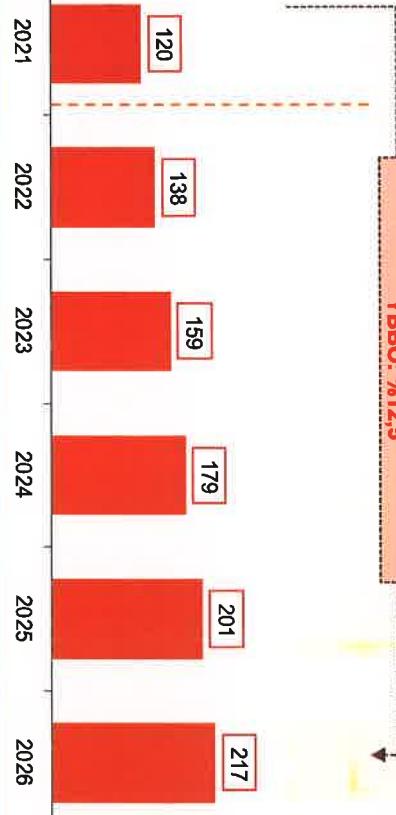
# Aydın Temel Performans Göstergeleri

Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortalık (%)	DVT-2021 (m TL)
21/08/2008	21/08/2038	%90	247



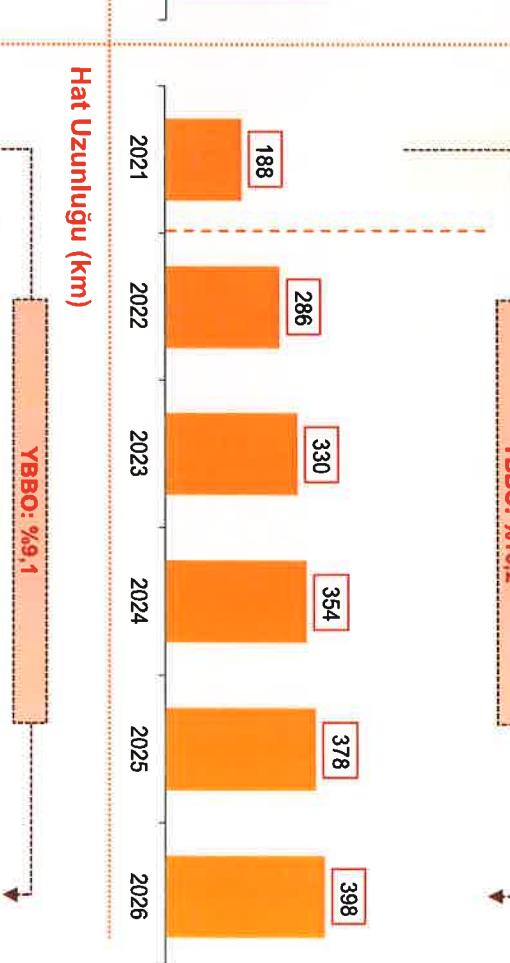
## Abone Sayısı ('000 BBS)

YBBO: %12,5



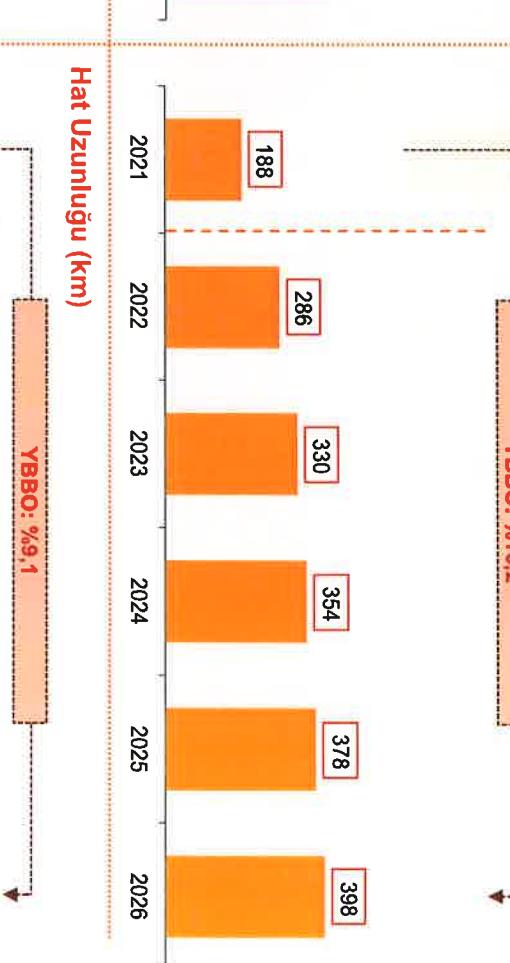
## Yatırım Harcamaları (m TL)

YBBO: %52,9



## Hat Uzunluğu (km)

YBBO: %9,1



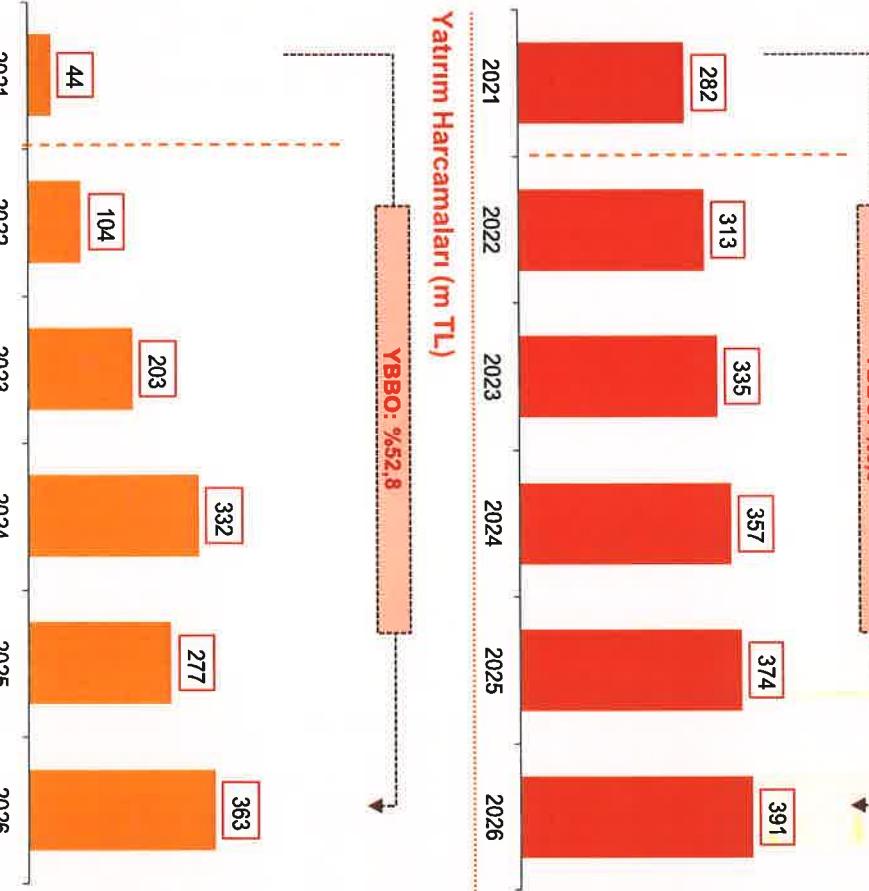
# Denizli Temel Performans Göstergeleri

Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortańskılı (%)	DVT-2021 (m TL)
16/02/2006	16/02/2036	%90	243



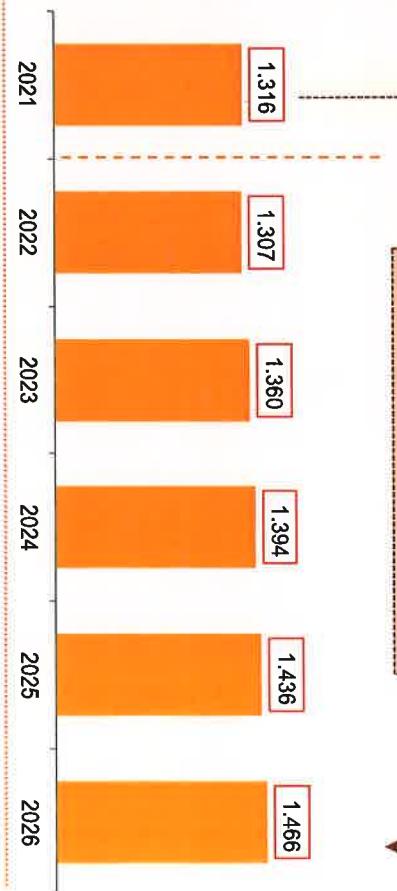
## Abone Sayısı ('000 BBS)

YBBO: %6,8



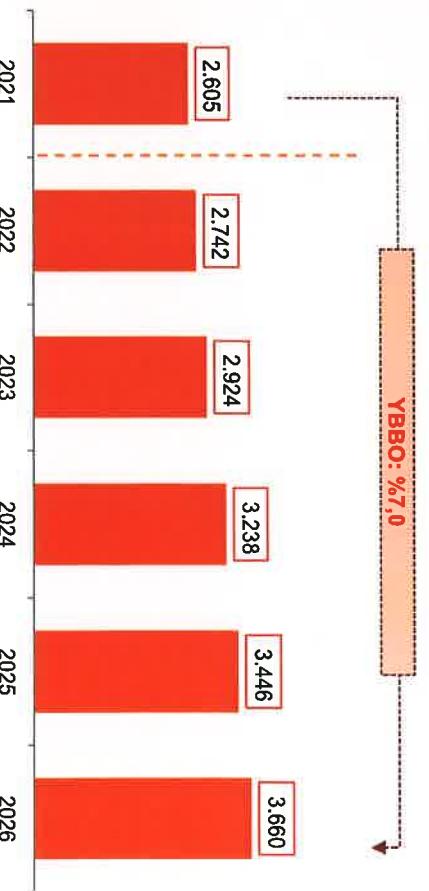
## Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)

YBBO: %2,2



## Hat Uzunluğu (km)

YBBO: %7,0



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi  
Ahlâcî Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

# Eregli

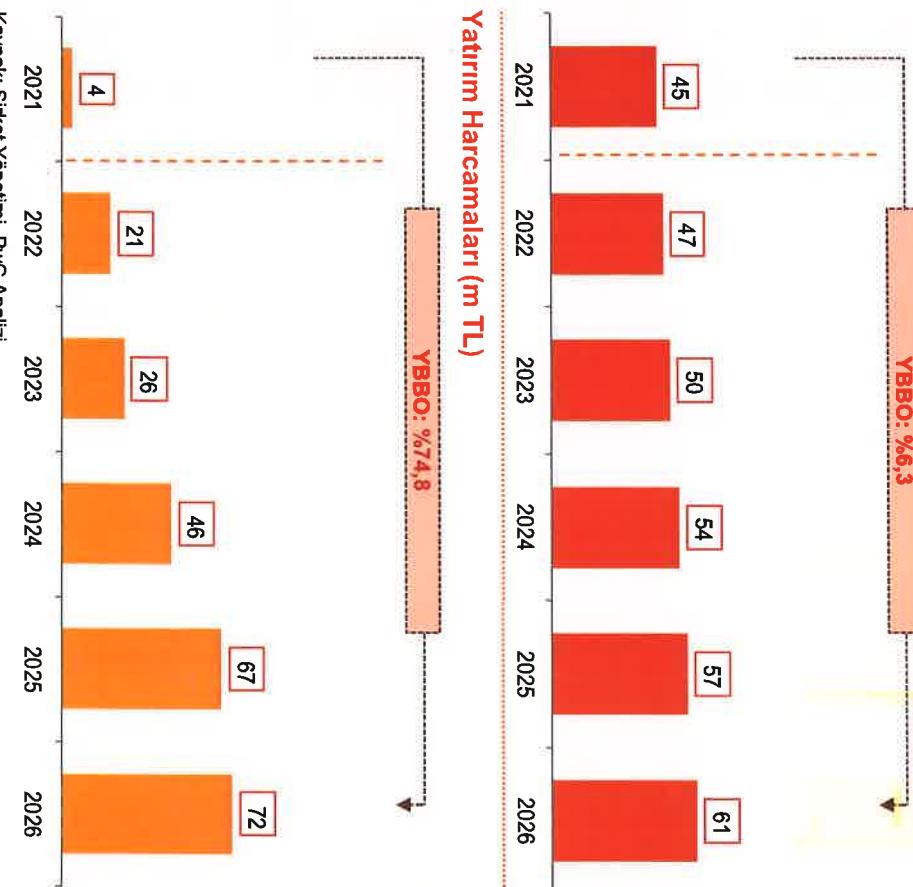
## Temel Performans Göstergeleri

Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortalık (%)	DVT-2021 (m TL)
22/06/2004	22/06/2034	%90	45



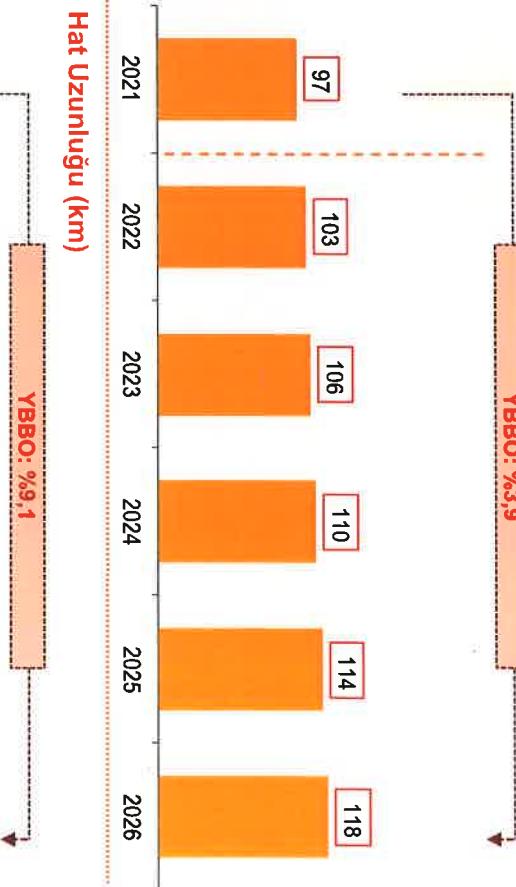
### Abone Sayısı ('000 BBS)

YBBO: %6,3



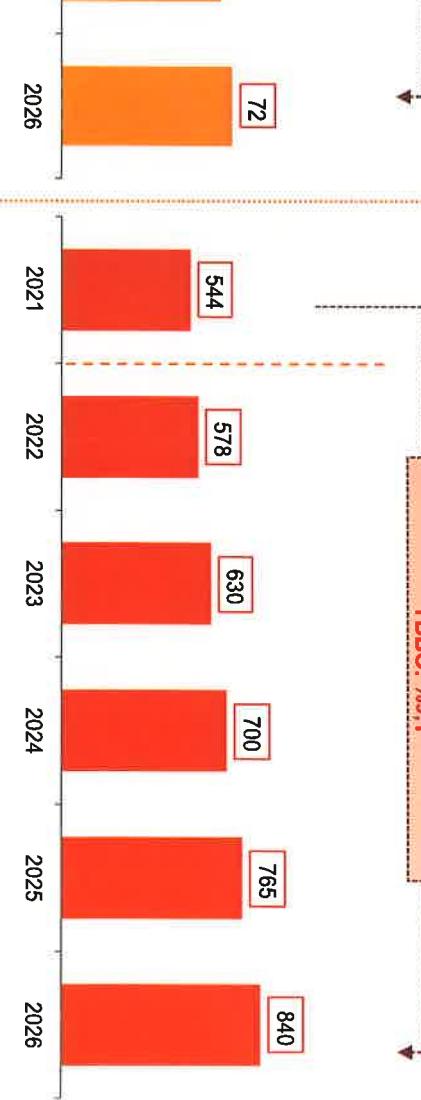
### Yıllık Toplam Gaz Tüketicisi (m³)

YBBO: %3,9



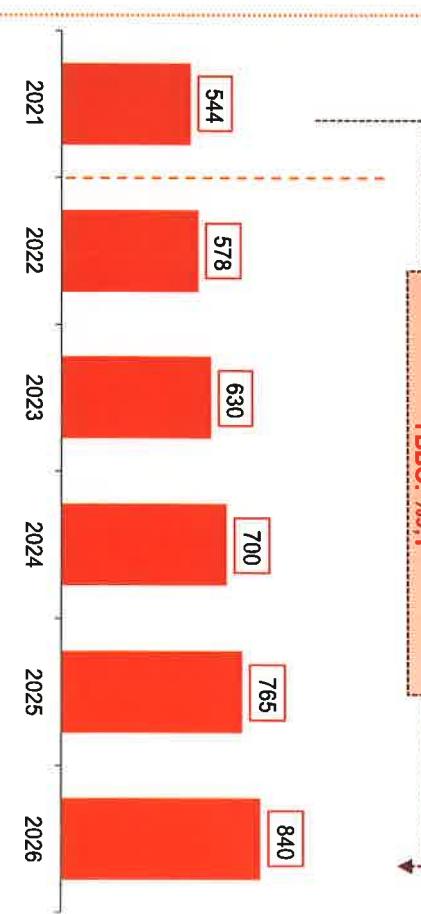
### Yatırım Harcamaları (m TL)

YBBO: %74,8



### Hat Uzunluğu (km)

YBBO: %9,1



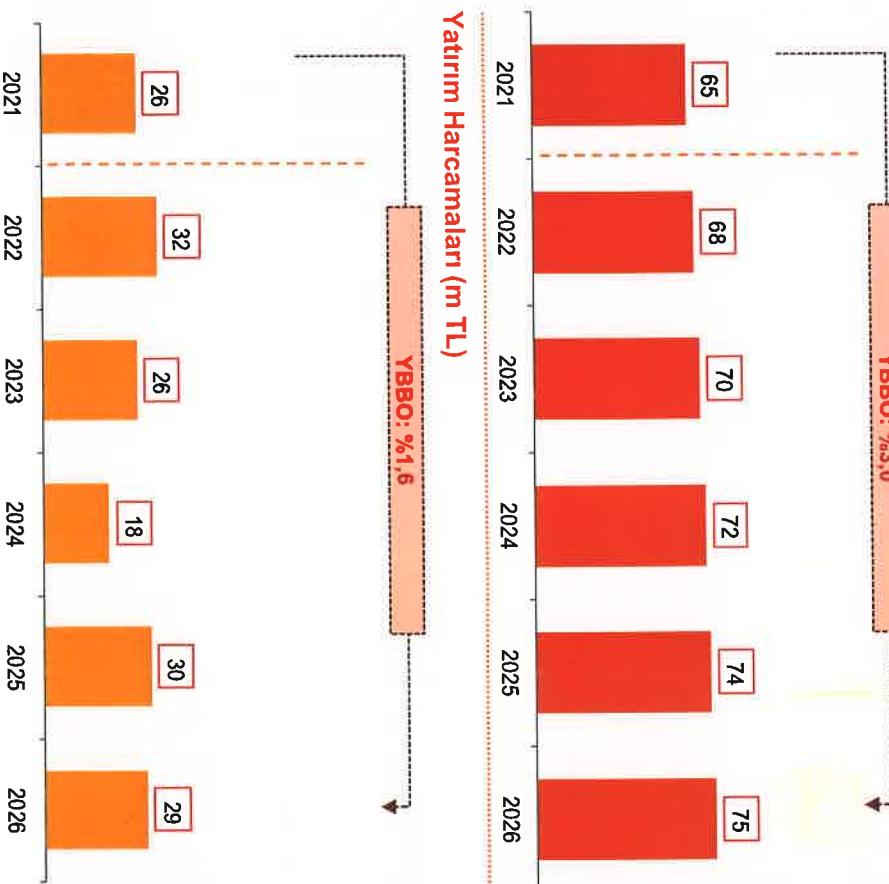
# Erzincan Temel Performans Göstergeleri

Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortalık (%)	DVT-2021 (m TL)
04/08/2006	04/08/2036	%90	131



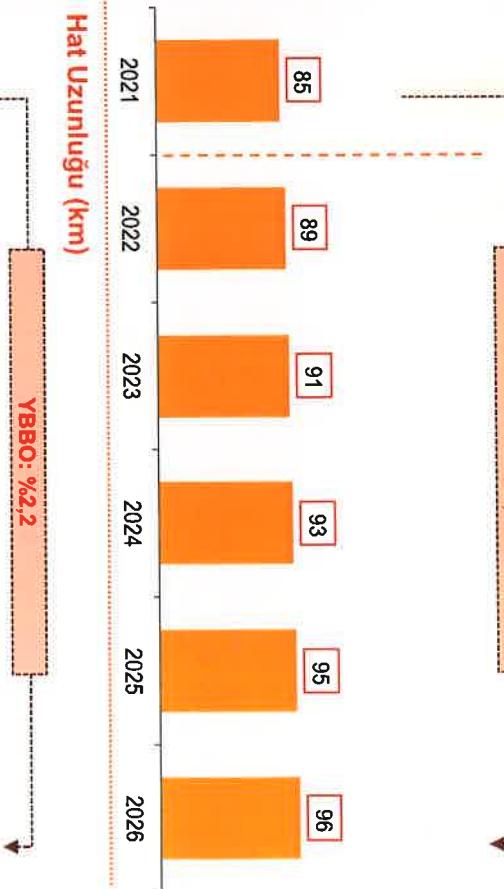
## Abone Sayısı ('000 BBS)

YBBO: %3,0



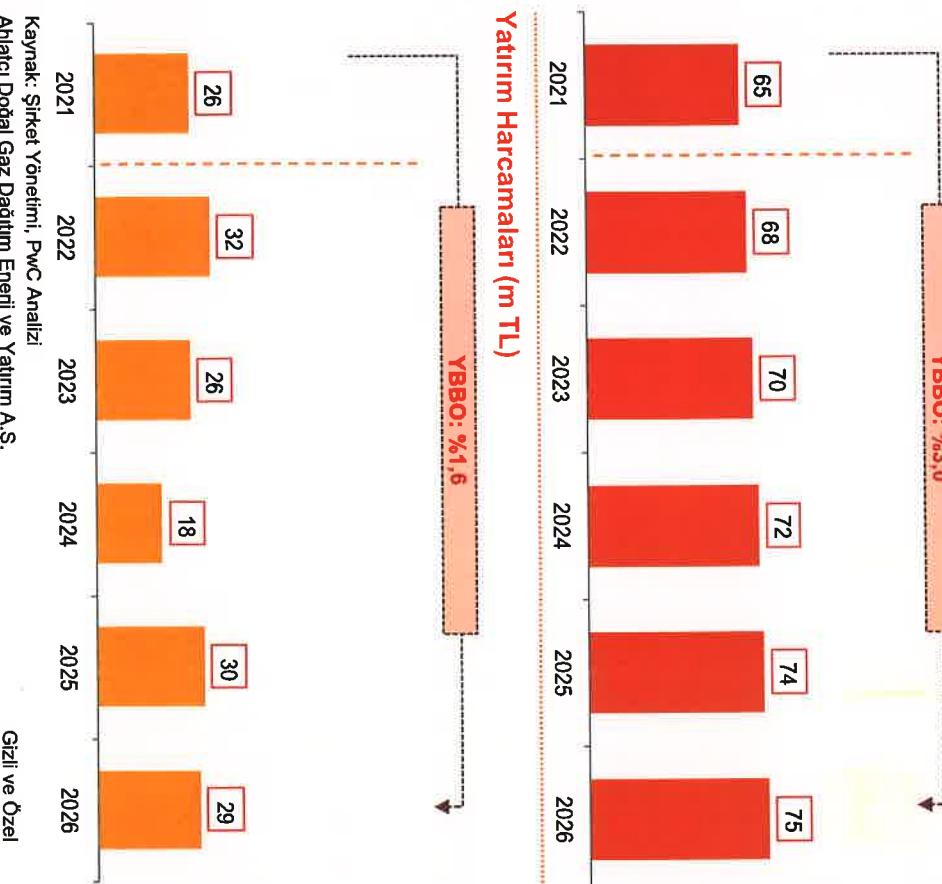
## Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)

YBBO: %2,4



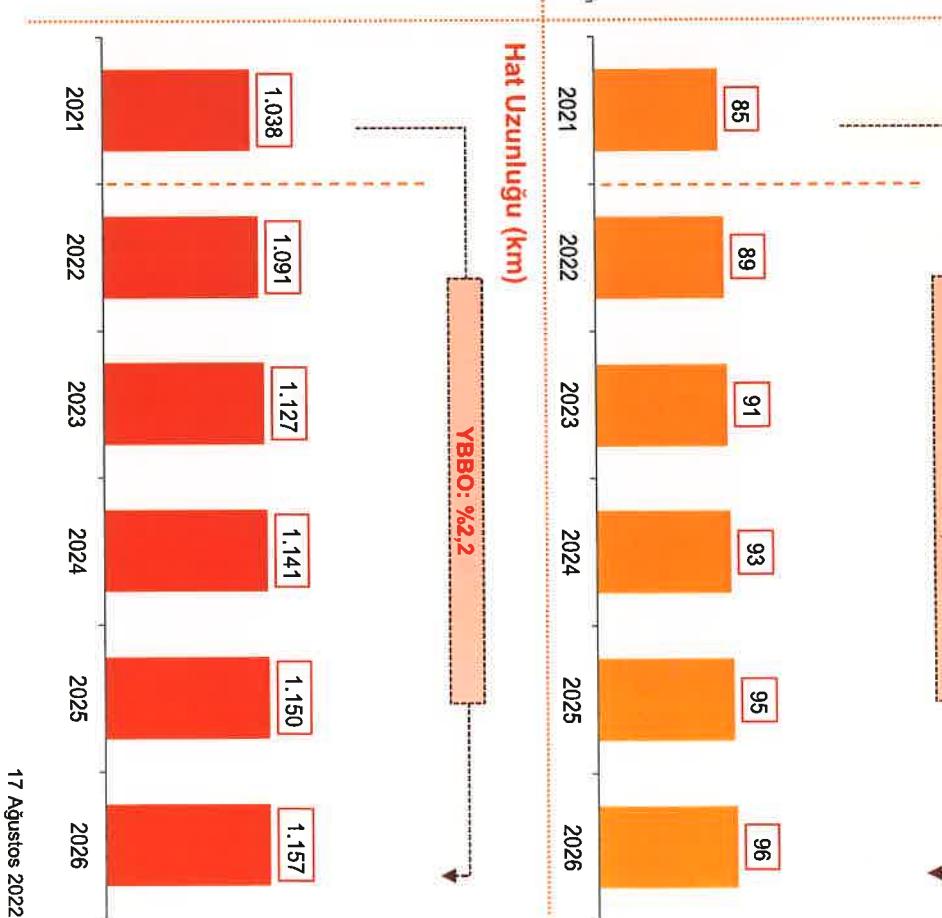
## Yatırım Harcamaları (m TL)

YBBO: %1,6



## Hat Uzunluğu (km)

YBBO: %2,2



# Kapadokya

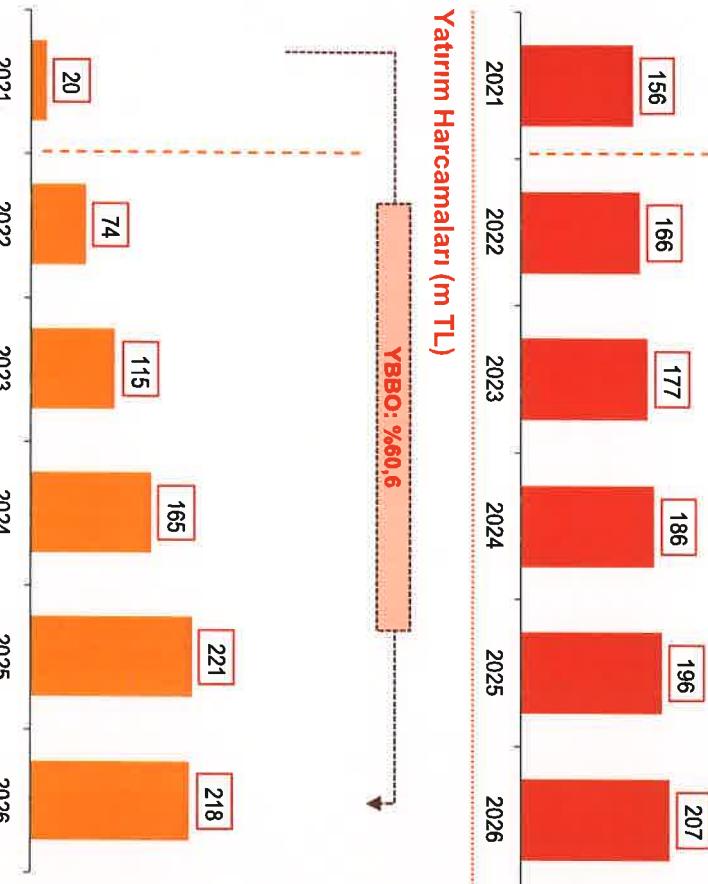
## Temel Performans Göstergeleri

Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
29/09/2005	29/09/2035	%63	88



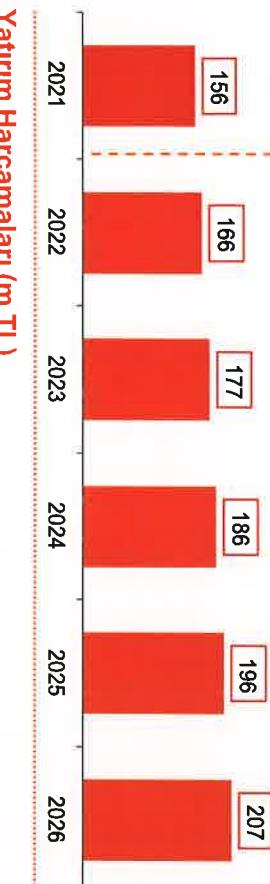
### Abone Sayısı (000 BBS)

YBBO: %5,7



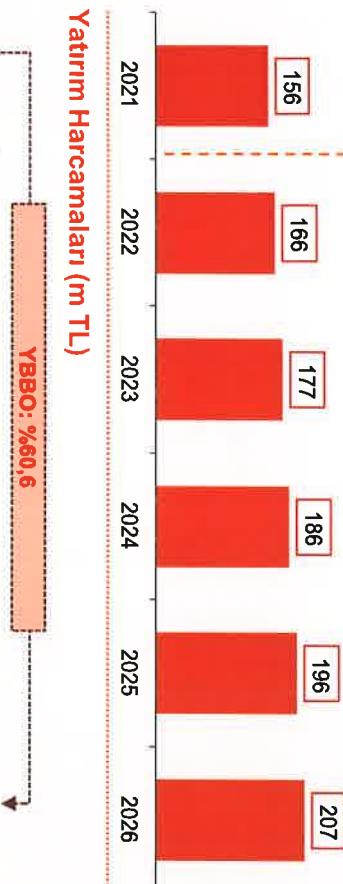
### Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)

YBBO: %4,0



### Hat Uzunluğu (km)

YBBO: %8,2



2021 2022 2023 2024 2025 2026  
Gizli ve Özel

Keynak: Şirket Yönetim, PwC Analizi  
Ahlaklı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.  
PwC

# Karaman

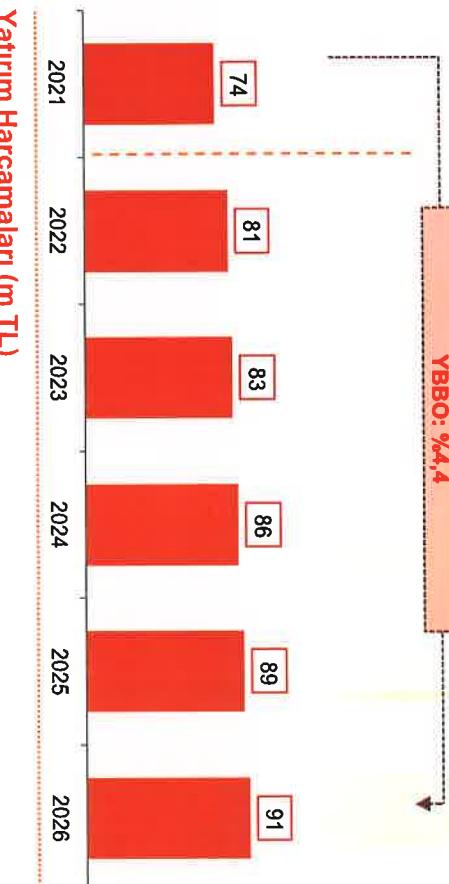
## Temel Performans Göstergeleri

Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortańsk (%)	DVT-2021 (m TL)
14/07/2006	14/07/2036	%90	64



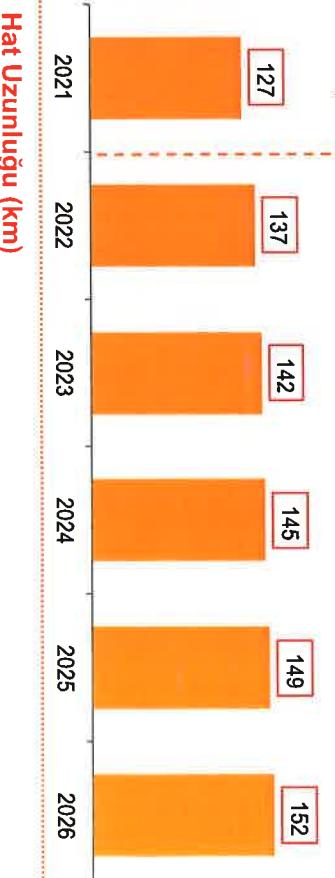
### Abone Sayısı ('000 BBS)

YBBO: %4,4



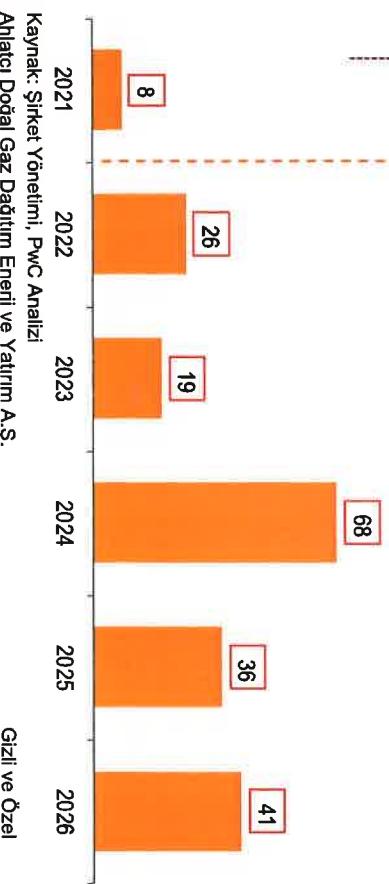
### Yatırım Harcamaları (m TL)

YBBO: %38,7



### Hat Uzunluğu (km)

YBBO: %4,3



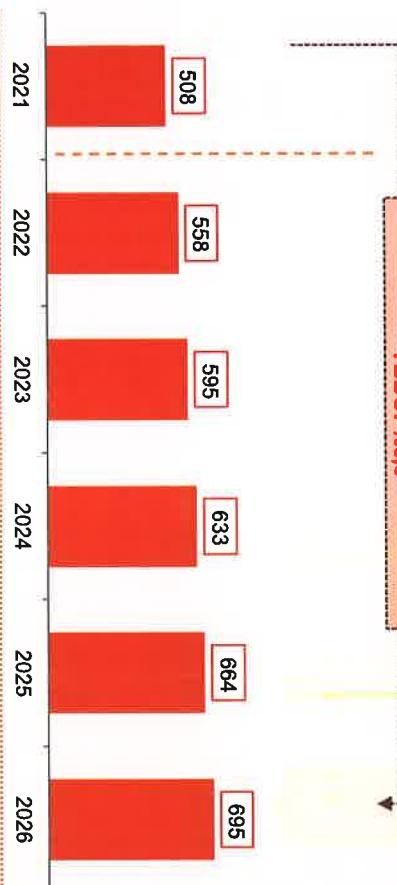
# Konya Temel Performans Göstergeleri

Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortańskılık (%)	DVT-2021 (m TL)
05/12/2003	05/12/2033	%76	460



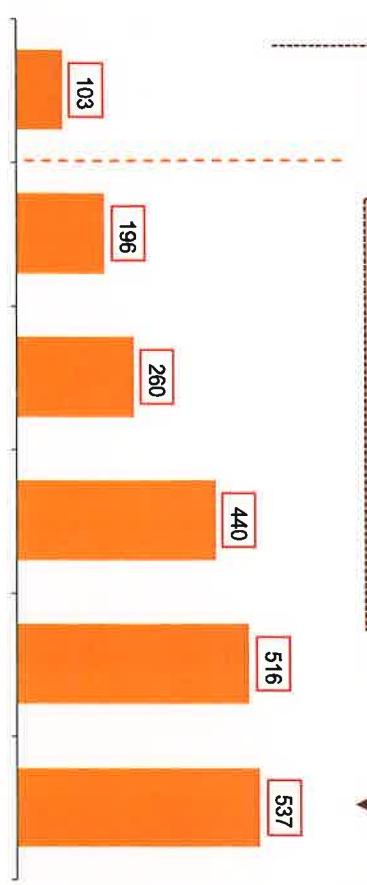
## Abone Sayısı ('000 BBS)

YBBO: %6,5



## Yatırım Harcamaları (m TL)

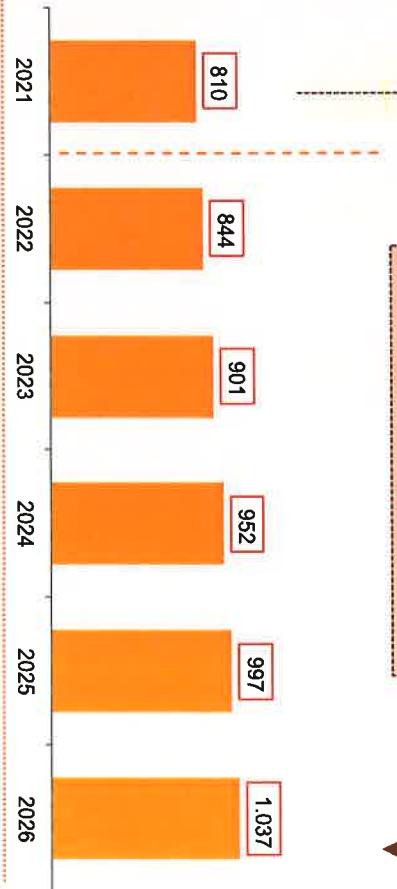
YBBO: %39,2



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi  
Ahlactı Doğalgaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

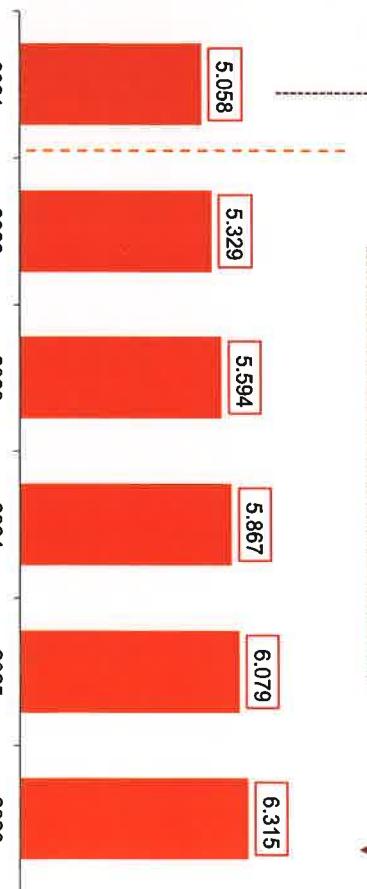
## Yıllık Toplam Gaz Tüketicisi (m³)

YBBO: %5,1



## Hat Uzunluğu (km)

YBBO: %4,5



# Değerleme Analizi

Değerleme Analizi	
1	AKSARAY
2	ANTALYA
3	AYDIN
4	DENİZLİ
5	EREĞLİ
6	ERZİNCAN
7	KAPADOKYA
8	KARAMAN
9	KONYA
	<b>35</b>
	36
	46
	56
	66
	76
	86
	96
	106
	116



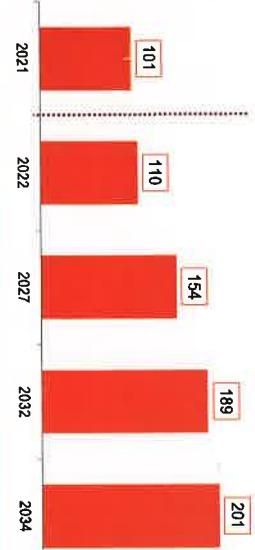
# AKSARAY



# Abone Sayıları ve Gaz Tüketimi Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)

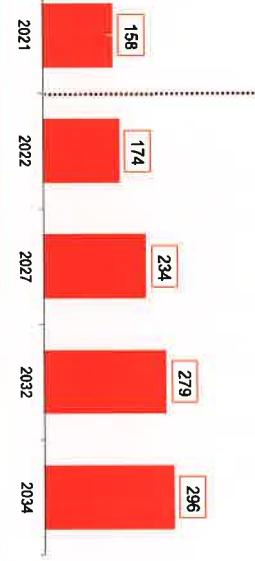
**Abone Sayıları ('000 BBS)**

**YBBO: %5,4**



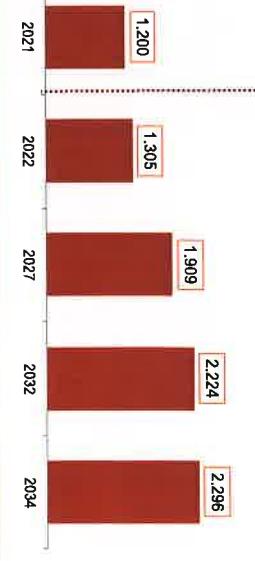
**Gaz Tüketim (m<sup>3</sup>)**

**YBBO: %4,9**

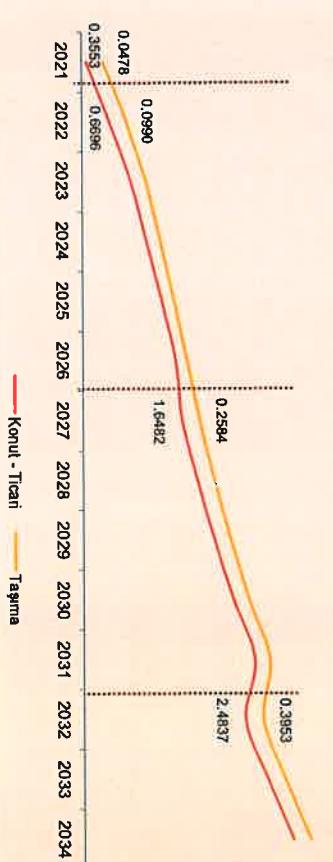


**Hat Uzunluğu (km)**

**YBBO: %5,1**



## Sistem Kullanım Bedelleri - Nominal (TL/m<sup>3</sup>)

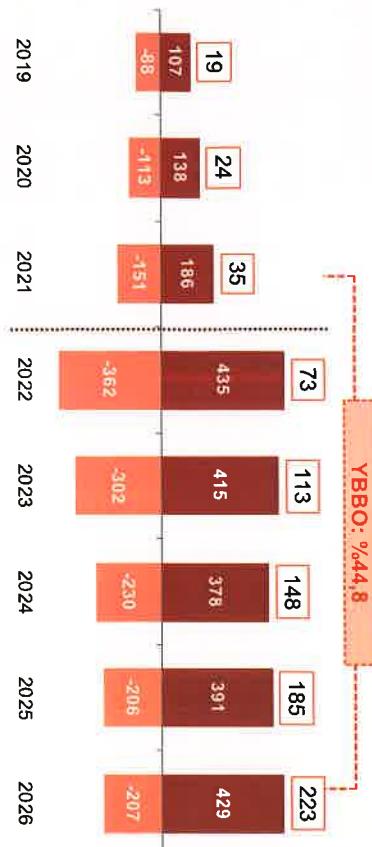


2022 yılından itibaren Aksaray için her beş yıllık dönemin başında, gelir gereklimi göz önüne alınarak tarife hesaplanmaktadır. Her tarife dönemi başında (2022, 2027 ve 2032'de) hesaplanan SKB ilgili tarife döneminin sonuna kadar her yıl enflasyona tabi tutulmaktadır. Çalışmamız kapsamında SKB hesaplanırken Şirket Yönetimi tarafından sağlanan gelir gereklisini ve tüketim tahminleri dikkate alınmıştır.

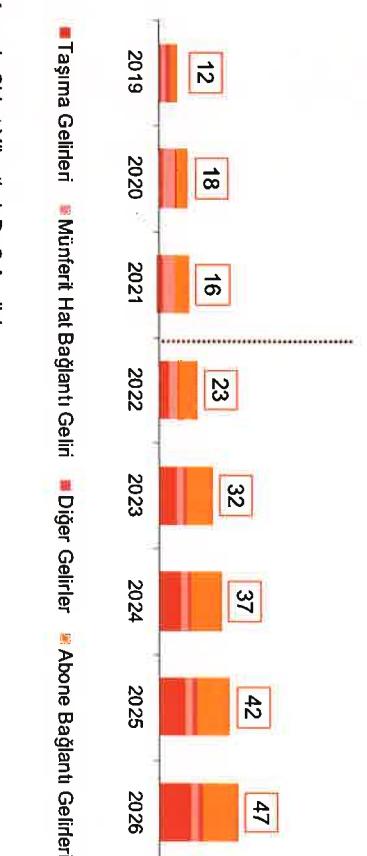
# Gelirler & Brüt Kar

2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli miktarda artacağı tahmin edilmektedir. Karılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artışın, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

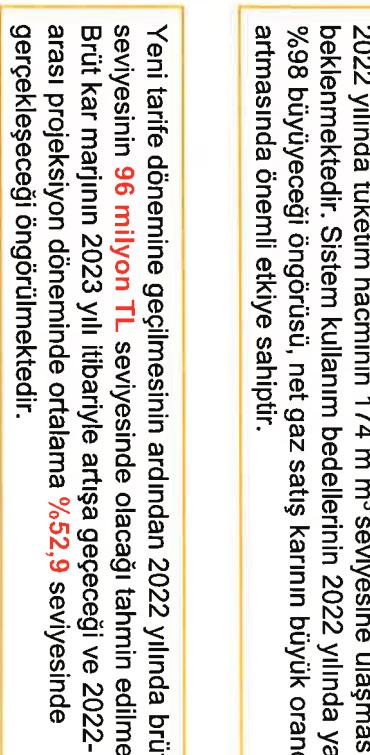
## Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)



## Diğer Gelirler (m TL)



## Brüt Kar (m TL)

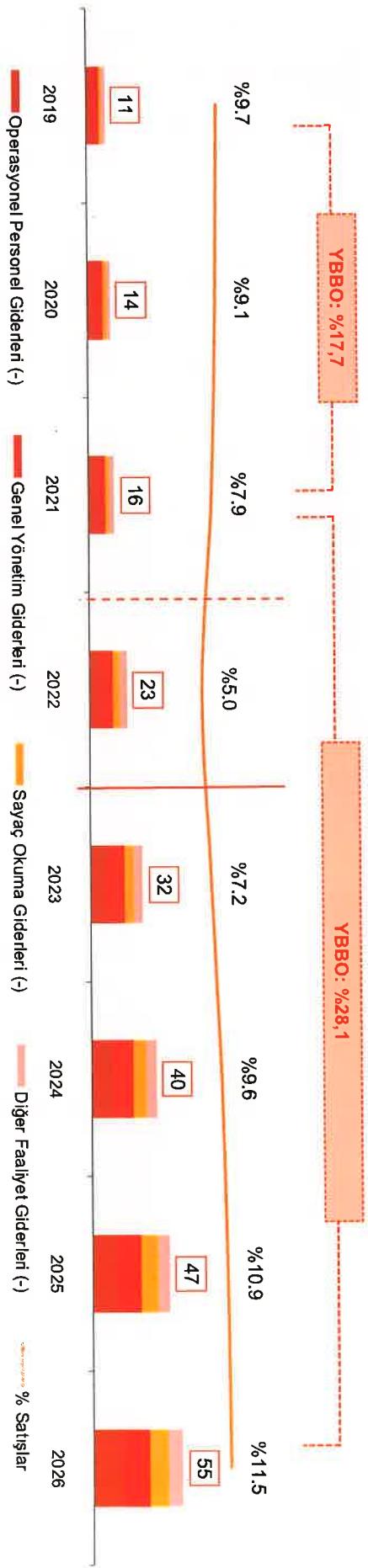


2022 yılında tüketim hacminin **174 m m<sup>3</sup>** seviyesine ulaşması beklenmektedir. Sistem kullanım bedellerinin 2022 yılında yaklaşık **%98** büyüyeceği öngörüsü, net gaz satış karının büyük oranda artmasında önemli etkiye sahiptir.

## Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların **%7-10** aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama **%10,9** seviyesinde gerçekleşeceği öngörmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri ve diğer giderlerden oluşturmaktadır.

### Faaliyet Giderleri (m TL)



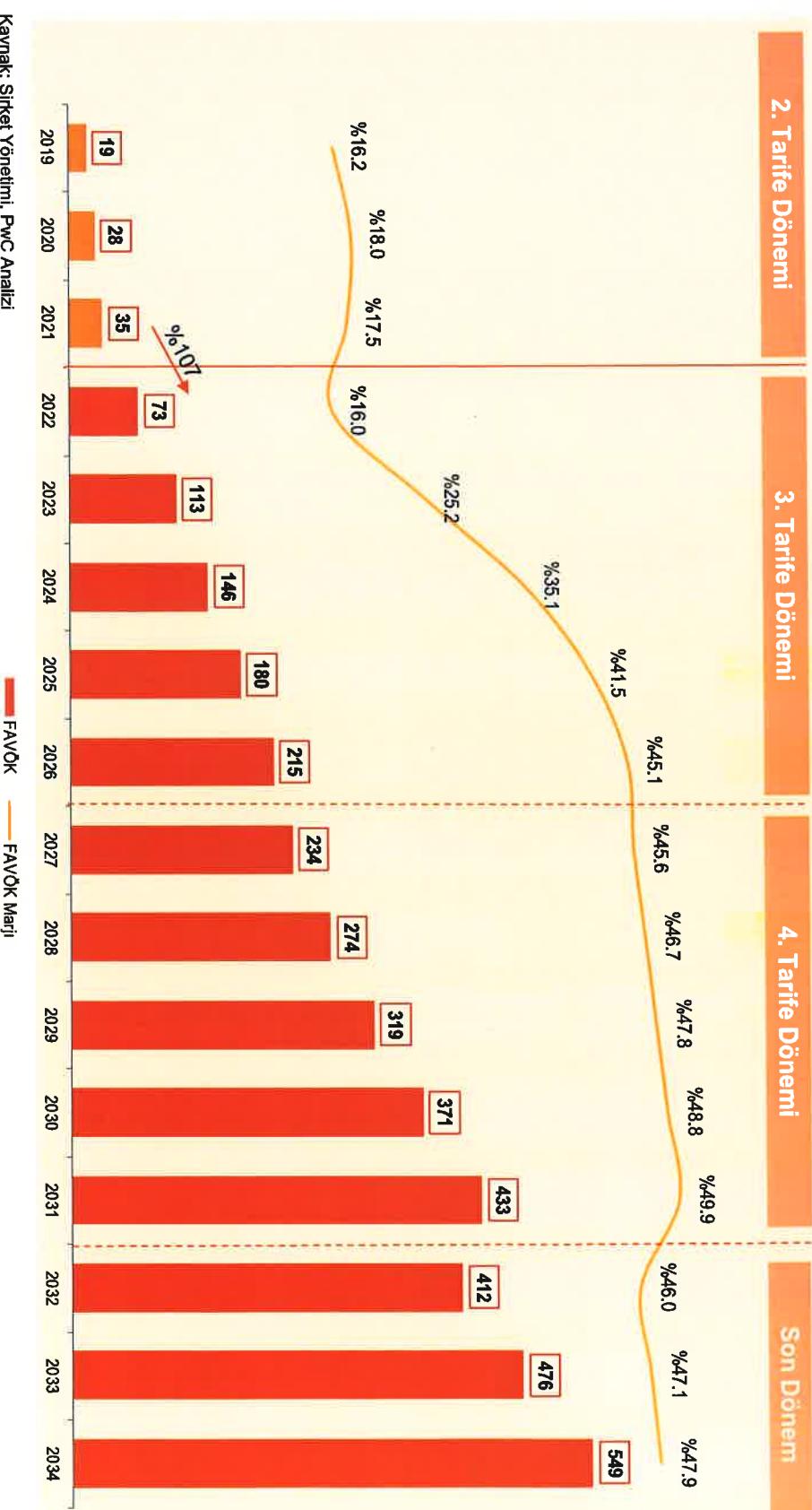
2021 yılında Şirketin faaliyet giderlerinin yaklaşık **%27'si** operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibarıyle ortalama 55 olarak gerçekleşeceği öngördülen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde de sabit kalması beklenmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılsonu enflasyon orANI kadar artacağı öngörmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%29'unu** oluşturacağı öngörmektedir.

Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin **%36'sını** oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 8 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörmektedir. 2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%17'sini** oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon oranı ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık **%24** oranında artacağı öngörmektedir.

## FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%107** artış göstererek yaklaşık **73 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceği öngörmektedir. FAVÖK marjinin üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%42** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

### FAVÖK (m TL)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

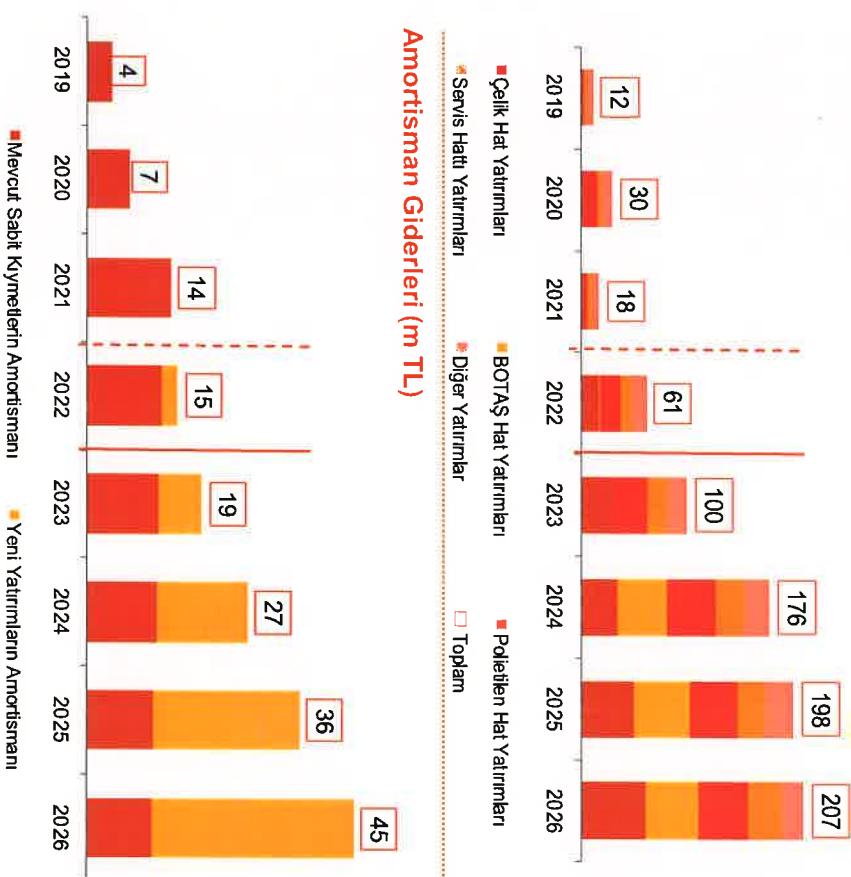
Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.  
PwC

Gizli ve Özel

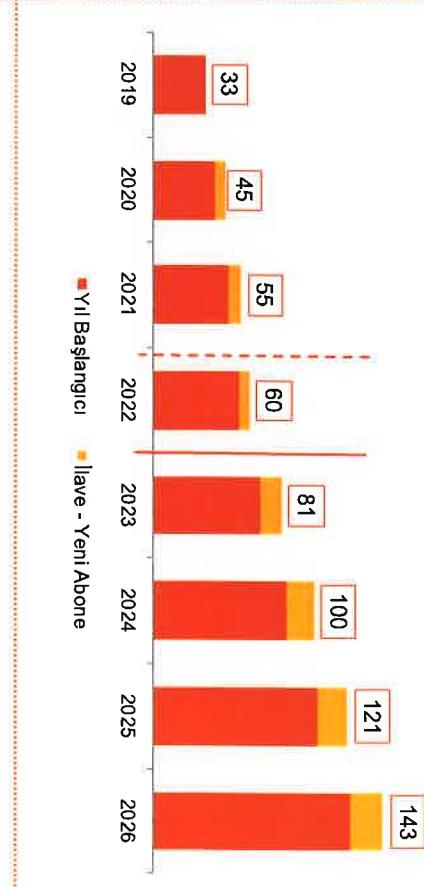
# Yatırım Harcaması ve Amortisman

2022-2034 yılları arasında **1.015 km** polietilen ve **81.5 km** çelik hat yatırımı planlanmaktadır. Her yıl yapılması beklenen alt yapı yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **446 km'lik** servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. 2022-2034 yılları arasında tarife başı fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **53 milyon TL** yatırım harcaması ile yaklaşık **1.793 milyon TL** toplam nominal yatırım yapılması hedeflenmektedir.

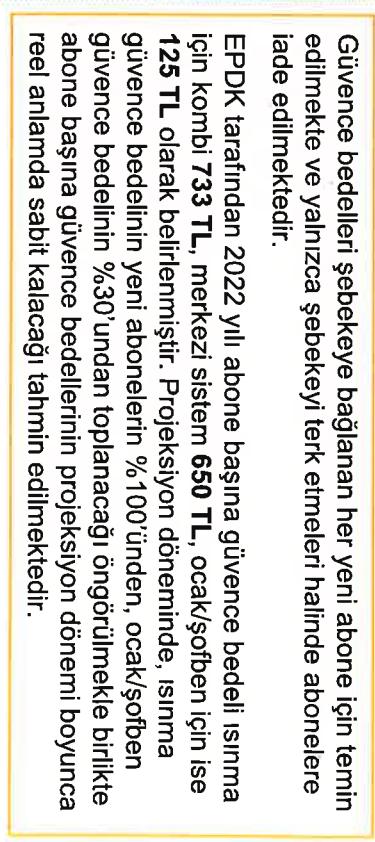
## Yatırım Harcamaları (m TL)



## Güvence Bedelleri (m TL)



## Amortisman Giderleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilimekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

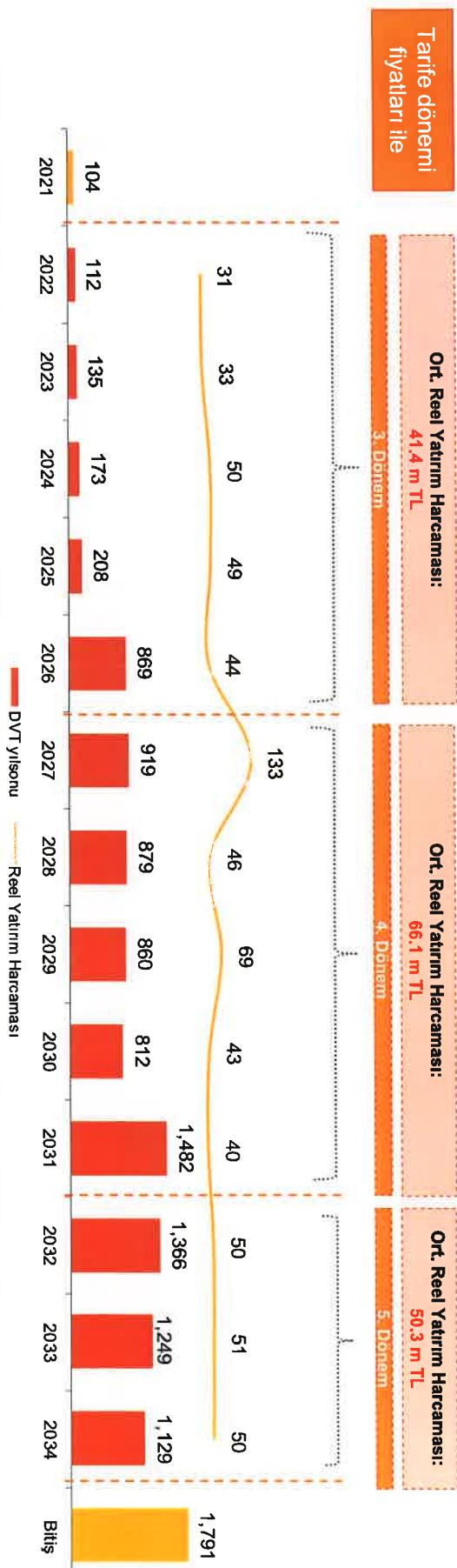
EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ısunma için kombi **733 TL**, merkezi sistem **650 TL**, ocak/şofben için ise **125 TL** olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısunma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analitic

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.  
PwC

# Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplamalar ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Aksaray'ın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaştırılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerken, amortisman tutarları düşürebek ve tarife dönemlerinin sonunda gerekli düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.



Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre sağdaki formülü kullanılarak hesaplanmaktadır.  
Lisans süresinin 2034 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımları yapılmamıştır.

## DVT Hesaplaması

$$DVT_0 = \left[ BVT - \frac{[BVT \times (n-r+1)]}{IS} \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_{BVT}} + \sum_{i=1}^n \left[ Y_i - \frac{Y_i \times (n-i+1)}{IS} \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i}$$

i : BVT belirlenen yıldan itibaren yılları,

r : BVT belirlenen yılı,

n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılını,

DVT0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,

BVT : BVT değerini,

Yi : i yılı net yatırım değerini,

IS : İfta süresini,

TÜFEb : (ud) tarife uygulama döneminde ait gelir gereksinimi hesaplamalarında yer alan tutarlar baz olan TÜFEyi,

TÜFEBVT : BVT hesaplamalarında esas alınan TÜFEyi,

TÜFEi : yılının hazırlan ayı için açıklanan TÜFEyi gösteren

# Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleştirilen yıllık bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NIS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

## Net İşletme Sermayesi (NIS) m TL

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ticari Alacaklar	16	15	31	43	42	38	40	44
Diger Ticari Alacaklar	16	8	0	0	0	0	0	0
Stoklar	1	2	2	3	5	7	9	9
Gelir Tahakkukları	10	11	6	31	30	27	28	31
Diger Dönem Varlıklar	(0)	(0)	(0)	-	-	-	-	-
<b>Dönen Varlıklar</b>	<b>42</b>	<b>35</b>	<b>39</b>	<b>77</b>	<b>75</b>	<b>71</b>	<b>75</b>	<b>84</b>
Ticari Borçlar	28	22	42	78	65	50	45	46
Diger Kısa Vadeli Yükümlülükler	1	1	1	10	8	5	5	5
<b>Kısa Vadeli Yükümlülükler</b>	<b>29</b>	<b>23</b>	<b>43</b>	<b>87</b>	<b>73</b>	<b>55</b>	<b>50</b>	<b>51</b>
<b>Nef İşletme Sermayesi</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>(4)</b>	<b>(11)</b>	<b>2</b>	<b>16</b>	<b>26</b>	<b>34</b>
<b>NIS / Gaz Satışları</b>	<b>%11.1</b>	<b>%7.7</b>	<b>-%2.1</b>	<b>-%2.3</b>	<b>%0.4</b>	<b>%3.7</b>	<b>%5.9</b>	<b>%7.1</b>
<b>NIS Değişimleri</b>	<b>(1)</b>	<b>(16)</b>	<b>(6)</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gaza yönelik serbest ve serbest olmayan abonelerden alacakları içermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca **ticari alacak gün sayısı 30** olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve sarf malzemelerinden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için **stok gün sayısı 4** olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için **25** olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar; doğal gaz alm tedarikçilerine ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAŞ'a ödenmeyen ve mevcut durumda taksitlendirilerek ödenen borçlar NIS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmamıştır. Aylık analizler sonucu ortalama doğal gaz alm sözleşmeleri için normalize **ticari borç gün sayısı 65** olarak hesaplanmaktadır. Diğer kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için **%2,4** olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Abaçık Gün Sayısı				
Stok Gün Sayısı				
Geliş Tahakkukları Gün Sayısı				
Diger Dönem Varlıklar Gaz Satışlarına Oranı %				
D. Gaz Borç Gün Sayısı				
Diger Tedarikçiler Borç Gün Sayısı				
Diger Kısa Vadeli Yükümlülükler Günlere Oranı %				

# İndirgenmiş Nakit Akumları

## AKSARAY

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan AKSARAY'ın 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **232 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

	<b>m TL</b>	<b>MY19</b>	<b>MY20</b>	<b>MY21</b>	<b>9/22</b>	<b>MY22</b>	<b>MY23</b>	<b>MY24</b>	<b>MY25</b>	<b>MY26</b>	<b>// MY34</b>
Gelirler		118	155	202	286	458	447	415	433	476	1.145
Satılan Doğal Gaz Maliyeti		(88)	(113)	(151)	(205)	(362)	(302)	(230)	(206)	(207)	(443)
<b>Bütçesi</b>	<b>Kar</b>	<b>31</b>	<b>42</b>	<b>51</b>	<b>81</b>	<b>96</b>	<b>145</b>	<b>185</b>	<b>227</b>	<b>269</b>	<b>702</b>
<b>Bütçesi Kar Marjı (%)</b>		<b>%26</b>	<b>%27</b>	<b>%25</b>	<b>%28</b>	<b>%24</b>	<b>%32</b>	<b>%45</b>	<b>%52</b>	<b>%57</b>	<b>%61</b>
Göçmen Yonetim Giderleri		(5)	(6)	(6)		(8)	(11)	(13)	(15)	(17)	(45)
Faaliyet Giderleri		(11)	(8)	(10)	(14)	(14)	(21)	(27)	(32)	(38)	(109)
<b>FAVOK</b>		<b>14</b>	<b>28</b>	<b>35</b>	<b>55</b>	<b>73</b>	<b>113</b>	<b>146</b>	<b>180</b>	<b>215</b>	<b>549</b>
<b>FAVOK Marjı (%)</b>		<b>%12</b>	<b>%18</b>	<b>%17</b>	<b>%19</b>	<b>%16</b>	<b>%25</b>	<b>%35</b>	<b>%42</b>	<b>%45</b>	<b>%48</b>
Amortisman		(4)	(7)	(14)	(12)	(15)	(19)	(27)	(36)	(45)	(91)
<b>FVÖK</b>		<b>10</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>43</b>	<b>58</b>	<b>93</b>	<b>119</b>	<b>144</b>	<b>170</b>	<b>458</b>
<b>FVÖK Marjı</b>					<b>%15</b>	<b>%13</b>	<b>%21</b>	<b>%29</b>	<b>%33</b>	<b>%36</b>	<b>%40</b>
Kurumlar Vergisi		(2)				(13)	(19)	(24)	(29)	(71)	
Amortisman (-)		12				19	27	36	45	91	
<b>Operasyonel Nakit Akumları</b>											
NIS Değerini					<b>53</b>	<b>99</b>	<b>127</b>	<b>156</b>	<b>186</b>	<b>478</b>	
Güvence Badeli Değerini						(13)	(14)	(10)	(8)	(10)	
Yatırım Harcamaları						13	17	19	20	36	
<b>Serbest Nakit Akumları</b>						(61)	(100)	(176)	(198)	(207)	(142)
AOSM											
Kesimi Dönen Etkisi											
Ortalama Dönen Etkisi											
İndirgeme Oranı											
İndirgenmiş Nakit Akumı											
<b>m TL</b>											
İndirgenmiş Nakit Akum (2022-2034)		173									
Nihai DVT - Güvence B.		55									
Net İşletme Sermayesi (2021)		(4)									
<b>İntiyaz Sözleşmesi Değeri</b>		<b>232</b>									
<b>Değer</b>											

\*9 aylık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi  
Ahlactı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

# Gelir Yaklaşımı

## Duyarlılık Analizi - AKSARAY

AKSARAY'ın değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı**, **AOSM, RMGO, faaliyet giderleri, gaz tüketimi, doğal gaz fiyatları** kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamında 31 Mart 2022 itibarıyle şirket değeri **213 milyon TL** ile **252 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

### Duyarlılık Analizi

**232 m TL**



Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

- 1 2022 yılı dönem başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklanması
- 2 **Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması,
- 3 **TL Enflasyon:** TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 4 **AOSM:** Projeksiyon dönemindeki indirgeme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 5 **Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 6 **RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması
- 7 **Gaz Tüketimi:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 8 **Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması.

# ANTALYA



# Abone Sayıları ve Gaz Tüketimi Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)

**Abone Sayıları ('000 BBS)**

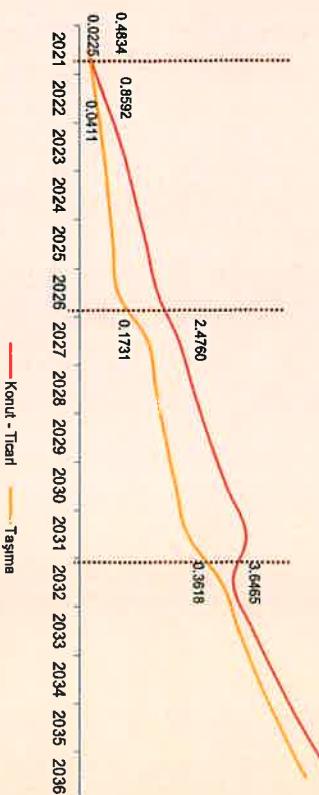
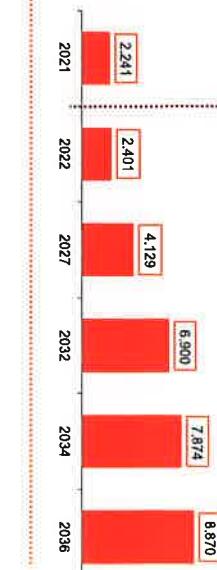
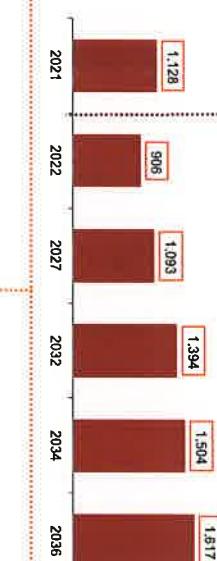
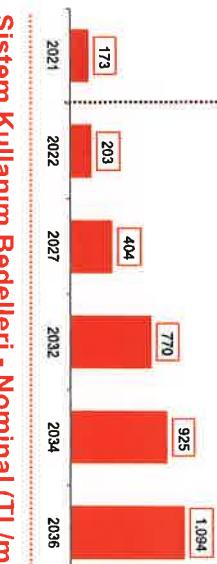
YBBO: %13,1

**Gaz Tüketim (m<sup>3</sup>)**

YBBO: %2,4

**Hat Uzunluğu (km)**

YBBO: %9,6



2022 yılından itibaren Antalya için her beş yıllık dönemin başında, gelir gereksinimi göz önüne alınarak tarife hesaplanmaktadır. Her tarife dönemi başında (2022, 2027 ve 2032'de) hesaplanan SKB ilgili tarife döneminin sonuna kadar her yıl enflasyona tabi tutulmaktadır. Çalışmamız kapsamında SKB hesaplanırken Şirket Yönetimi tarafından sağlanan gelir gereksinimi ve tüketim tahminleri dikkate alınmıştır.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatçı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

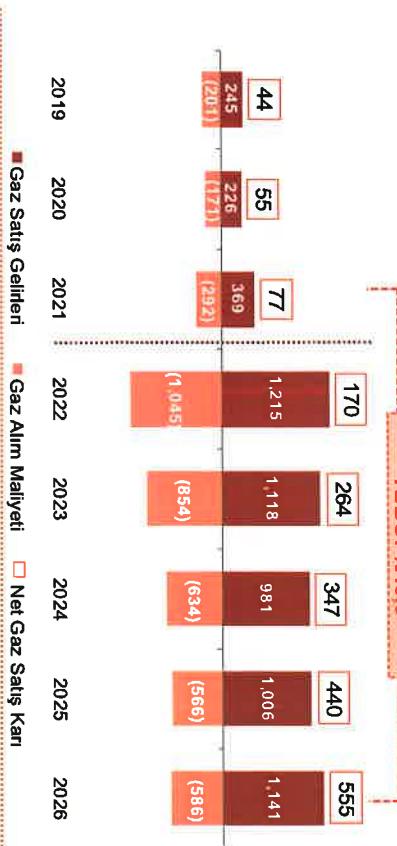
47

# Gelirler & Brüt Kar

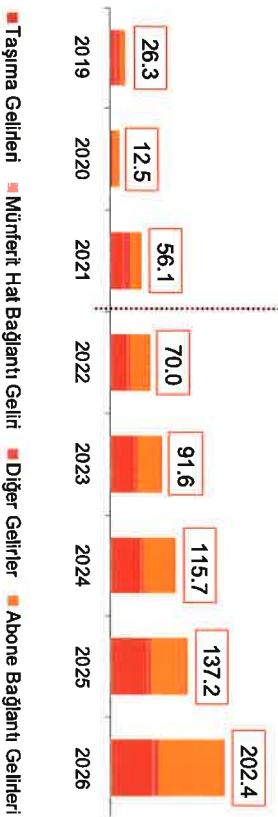
2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli mikarda artacağı tahmin edilmektedir. Karılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artış, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

## Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)

YBBO: %48,3

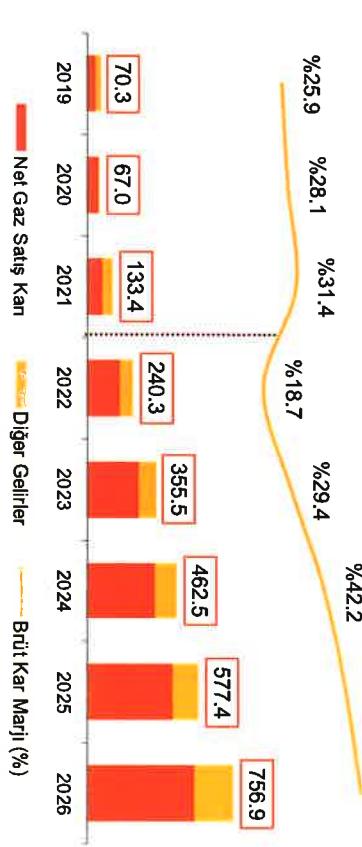


## Diğer Gelirler (m TL)



## Brüt Kar (m TL)

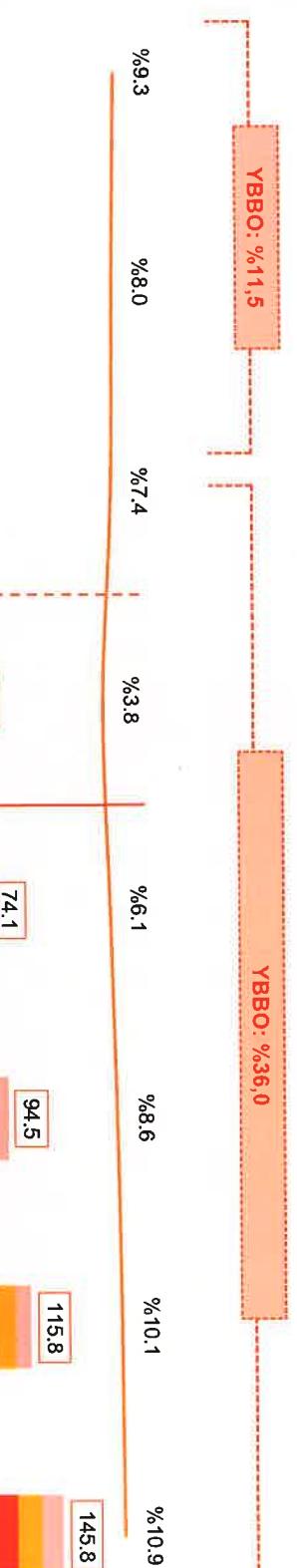
Yeni tarife dönemine geçişmesinin ardından 2022 yılında brüt kar seviyesinin **240 milyon TL** seviyesinde olacağı tahmin edilmektedir. Brüt kar marjinin 2023 yılı itibarıyle artışeceği ve 2022-2036 arası projeksiyon döneminde ortalama **%58,1** seviyesinde gerçekleşeceğini öngörmektedir.



## Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların **%7-9** aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama **%9,6** seviyesinde gerçekleşeceği öngörlülmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri ve diğer giderlerden oluşturmaktadır.

### Faaliyet Giderleri (m TL)

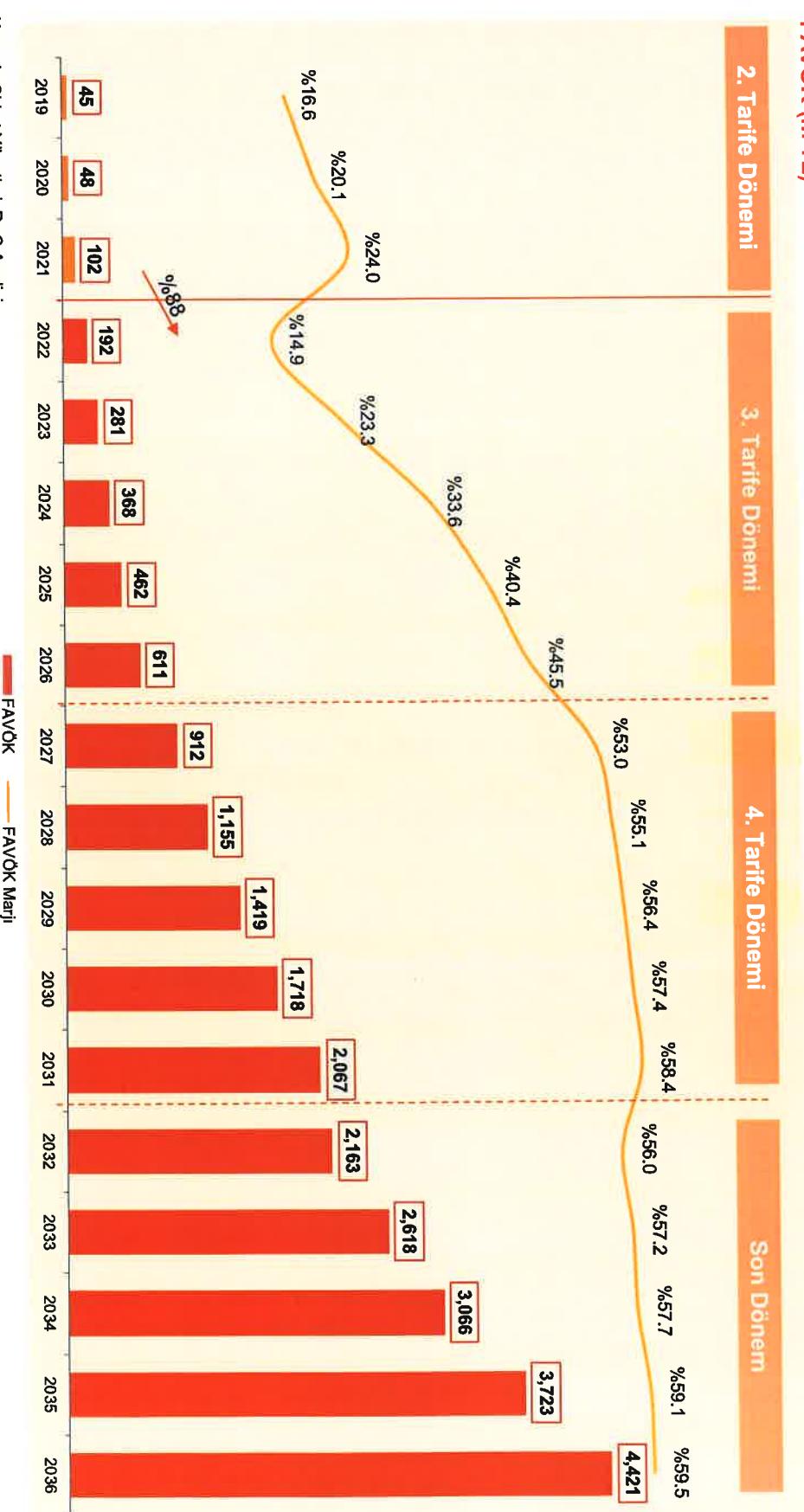


2021 yılında Şirket'in faaliyet giderlerinin yaklaşık **%29**'u operasyonel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibarıyle ortalama 103 olarak gerçekleşeceği öngörülen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde 158'e çıkacağı beklennmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörlülmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%36**'sı oluşturacağı öngörlülmektedir.

Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin **%41**'ini oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 14 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörlülmektedir. 2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%10**'unu oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon oranı ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık **%33** oranında artacağı öngörlülmektedir.

## FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%88** artışı göstererek yaklaşık **192 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceği öngörmektedir. FAVÖK majinin üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%48,5** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.



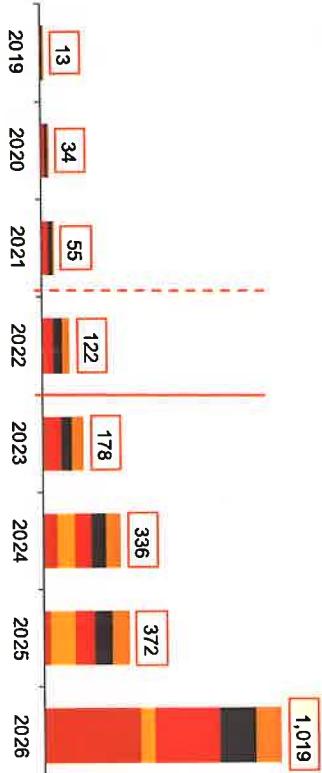
Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.  
PwC

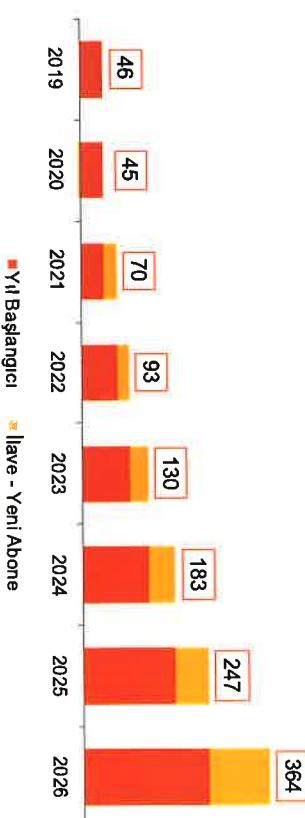
# Yatırım Harcaması ve Amortisman

2022-2036 yılları arasında **6.139 km** polietilen ve **490 km** çelik hat投資larının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **2.936 km**lik servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. 2022-2036 yılları arasında tarife başı fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **522 milyon TL** yatırım yapılması hedeflenmektedir.

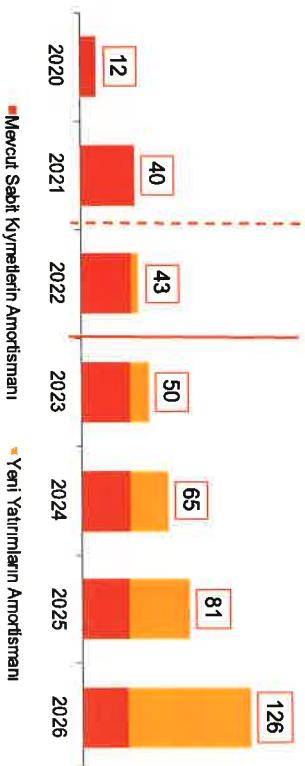
## Yatırım Harcamaları (m TL)



## Güvence Bedelleri (m TL)



## Amortisman Giderleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilmekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ıslık için kombi **733 TL**, mekezi sistem **650 TL**, ocak/şofben için ise **125 TL** olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ıslık güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben güvence bedelinin %30'undan toplanacağı öngörmekle birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

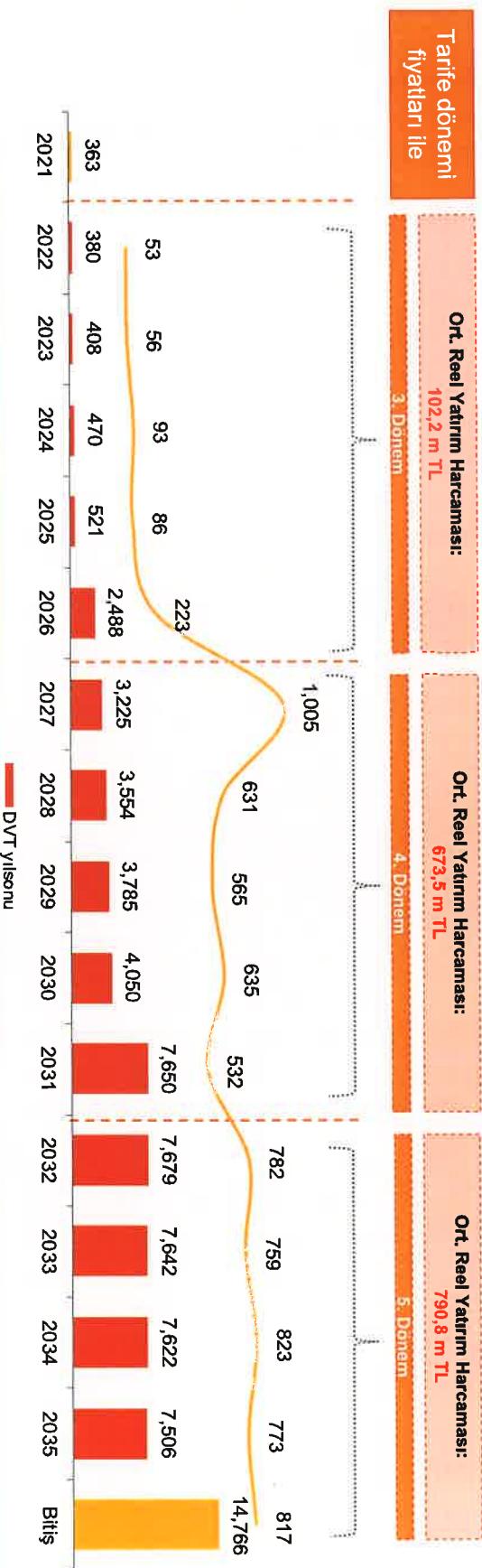
Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.  
PwC

Gizli ve Özel

# Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Karaman'ın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaştırılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerek, amortisman tutarları düşürebek ve tarife dönemlerinin sonunda gerekli düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.



Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre sağdaki formülü kullanılarak hesaplanmaktadır.  
Lisans süresinin 2036 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımları yapılmamıştır.

## DVT Hesaplaması

$$DVT_0 = \left[ BVT - \left[ \frac{BVT \times (n-r+1)}{IS} \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_{BVT}} + \sum_{i=1}^n \left( Y_i - \frac{Y_i \times (n-i+1)}{IS} \right) \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i} \right]$$

i : BVT belirlenen yıldan itibaren yılları,

r : BVT belirlenen yılı,  
n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılını,

DVT0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,  
BVT : BVT değerini,

Yi : i yılı net yatırım değerini,  
IS : İfta süresini,

TÜFEb : (ud) tarife uygulama dönemine ait gelir gereksinimi hesaplamalarında yetkili tutanla baz olan TÜFEyi,  
TÜFEBVT : BVT hesaplamalarında esas alınan TÜFEyi,  
TÜFEi : yılının hazırlan ayı için açıklanan TÜFEyi gösterir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.  
PwC

# Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleştirilen yıllık bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NIS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

## Net İşletme Sermayesi (Nis)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
m TL								
Ticari Alacaklar	27	23	73	122	114	102	105	119
Diger Ticari Alacaklar	0	0	0	-	-	-	-	-
Stoklar	3	2	4	7	8	10	13	22
Gelir Tahakkukları	15	3	19	48	45	40	42	47
Diger Dönem Varlıklar	(0)	1	(0)	-	-	-	-	-
<b>Dönen Varlıklar</b>	<b>45</b>	<b>29</b>	<b>96</b>	<b>178</b>	<b>167</b>	<b>152</b>	<b>160</b>	<b>189</b>
Ticari Borçlar	40	30	111	226	186	141	128	134
Diger Ksa Vadeli Yükümlülükler	1	1	6	17	12	7	5	7
<b>Ksa Vadeli Yükümlülükler</b>	<b>41</b>	<b>31</b>	<b>117</b>	<b>243</b>	<b>199</b>	<b>147</b>	<b>133</b>	<b>141</b>
<b>Net İşletme Sermayesi</b>	<b>4</b>	<b>(1)</b>	<b>(20)</b>	<b>(65)</b>	<b>(31)</b>	<b>5</b>	<b>27</b>	<b>48</b>
<b>NIS / Gaz Satışları</b>	<b>%1,6</b>	<b>-%0,6</b>	<b>-%5,5</b>	<b>-%5,4</b>	<b>-%2,8</b>	<b>%0,5</b>	<b>%2,7</b>	<b>%4,2</b>
<b>NIS Değerini</b>	<b>(5)</b>	<b>(19)</b>	<b>(45)</b>	<b>34</b>	<b>36</b>	<b>22</b>	<b>21</b>	

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gaza yönelik serbest ve serbest olmayan aboneelerden alacakları içermektedir.

Projeksiyon dönemi boyunca **ticari alacak gün sayısı 30** olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve sarf malzemelerinden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için **stok gün sayısı 4** olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için **14** olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar; doğal gaz alım tedarikçilerine ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAS'a ödenmeyeen ve mevcut durumda taksitlendirilerek ödeneen borçlar NIS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmıştır. Yıllık analizler sonucu ortalama doğal gaz alım sözleşmeleri için **ticari borç gün sayısı 65**, **diger tedarikçilere için uygulanan borç gün sayısı 51** olarak hesaplanmaktadır.

Diger kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için **%1,6** olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Abacak Gün Sayısı				
Stok Gün Sayısı				
Gelir Tahakkukları Gün Sayısı				
Diger Dönem Varlıklar Gün Sayısı				
D. Gaz Borç Gün Sayısı				
Diger Tedarikçiler Borç Gün Sayısı				
Diger Ksa Vadeli Yükümlülükler Giderlere Oranı %				

# İndirgenmiş Nakit Akımları

## ANTALYA

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan ANTALYA'nın 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **1.036 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

	<b>m TL</b>	<b>MY19</b>	<b>MY20</b>	<b>MY21</b>	<b>9a22</b>	<b>MY22</b>	<b>MY23</b>	<b>MY24</b>	<b>MY25</b>	<b>MY26</b>	<b>// MY36</b>
Gelirler		272	238	425	887	1,285	1,209	1,096	1,144	1,343	7,430
Satılan Doğal Gaz Maliyeti		(201)	(171)	(292)	(702)	(1,045)	(854)	(634)	(566)	(586)	(2,209)
<b>Brüt Kar</b>	<b>70</b>	<b>67</b>	<b>133</b>	<b>185</b>	<b>240</b>	<b>355</b>	<b>463</b>	<b>577</b>	<b>757</b>	<b>5,222</b>	
Brüt Kar Məri (%)	%26	%28	%31	%21	%19	%29	%42	%50	%56	%70	
Genel Yönetim Giderleri		(12)	(7)	(13)		(20)	(27)	(32)	(37)	(42)	(137)
Faaliyet Giderleri		(13)	(12)	(19)	(27)	(28)	(47)	(62)	(79)	(104)	(663)
<b>FAVÖK</b>	<b>45</b>	<b>48</b>	<b>102</b>	<b>128</b>	<b>192</b>	<b>281</b>	<b>368</b>	<b>462</b>	<b>611</b>	<b>4,421</b>	
FAVÖK Məri (%)	%17	%20	%24	%14	%15	%23	%34	%40	%45	%60	
Amortisman		(13)	(12)	(40)	(34)	(43)	(50)	(65)	(81)	(126)	(789)
<b>FVÖK</b>	<b>32</b>	<b>36</b>	<b>62</b>	<b>95</b>	<b>149</b>	<b>231</b>	<b>304</b>	<b>381</b>	<b>485</b>	<b>3,632</b>	
FVÖK Məri											
Kurumlar Vergisi											
Amortisman (-)											
<b>Operasyonel Nakit Akımları</b>											
NIS Değişimi											
Güvence Bedeli Değişimi											
Yatırım Harcamaları											
<b>Serbest Nakit Akumları</b>											
AOSM											
Kısmi Dönem Elkisi											
Ortalama Dönem Elkisi											
İndirgenme Oranı											
<b>İndirgenmiş Nakit Akımı</b>											
<b>m TL</b>											
İndirgenmiş Nakit Akımı (2022-2036)		672									
Nihai DVT - Güvence B.		344									
Net İşletme Sermayesi (2021)		(20)									
İntelyez Sözleşmesi Değerleri		1,036									
<b>Değer</b>											
<b>Gizli ve Özel</b>											

\*9 aylık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi  
Ahlâcî Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

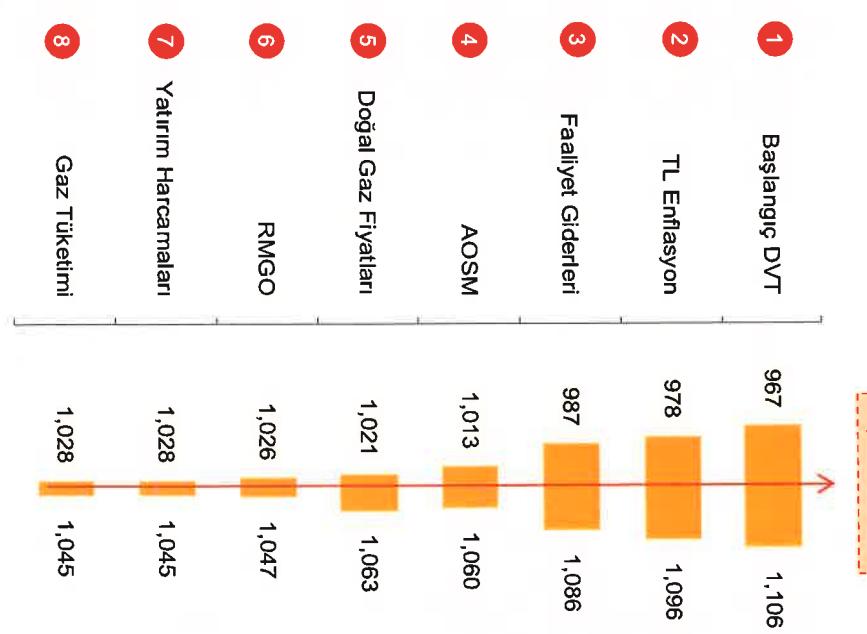
17 Ağustos 2022  
54

# Gelir Yaklaşımı

## Duyarlılık Analizi - ANTALYA

ANTALYA'nın değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı**, **AOSM**, **RMGO**, **faaliyet giderleri** ve **yatırım harcamaları** parametreleri kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamında 31 Mart 2022 itibarıyle şirket değeri **967 milyon TL** ile **1,106 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

### Duyarlılık Analizi



Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

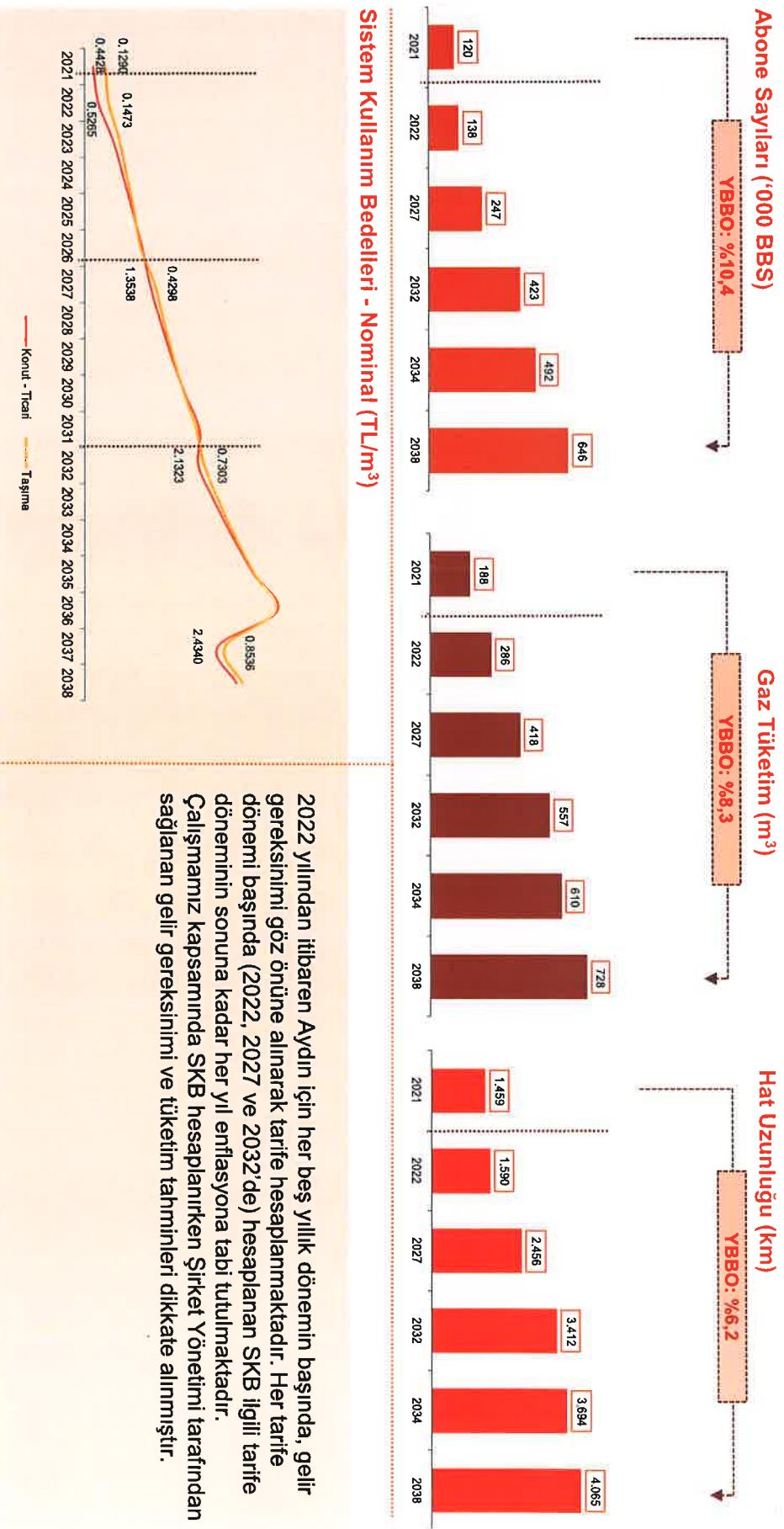
- 1 2022 yılı dönem başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklaması
- 2 **TL Enflasyon:** TL enflasyon tahminlerinin değerleme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 3 **Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması,
- 4 **AOSM:** Projeksiyon dönemindeki indirgeme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 5 **Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 6 **RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması
- 7 **Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması,
- 8 **Gaz Tüketim:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,

3 AYDIN

# AYDIN



# Abone Sayıları ve Gaz Tüketimi Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

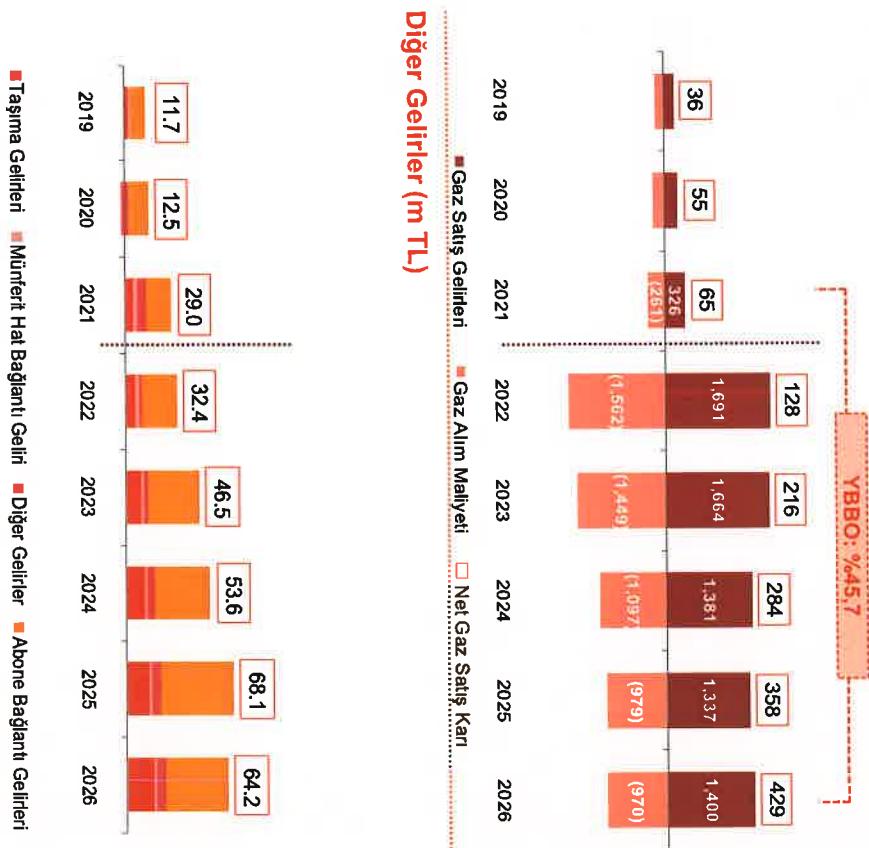
17 Ağustos 2022

57

## Gelirler & Brüt Kar

2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli mikarda artacağı tahmin edilmektedir. Kartılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artışın, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

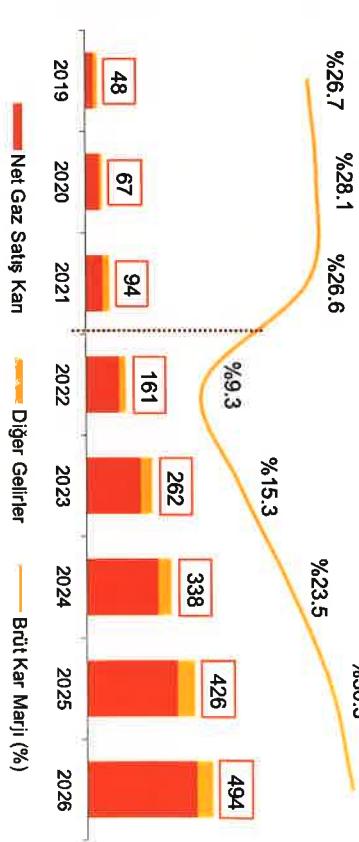
### Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)



2022 yılında tüketim hacminin  $286 \text{ m m}^3$  seviyesine ulaşması beklenmektedir. Sistem kullanım bedellerinin 2022 yılında yaklaşık %17 büyüyeceği öngörüsü, net gaz satış karının büyük oranda artmasında önemli etkiye sahiptir.

Yeni tarife dönemine geçilmesinin ardından 2022 yılında brüt kar seviyesinin **161 milyon TL** seviyesinde olacağının tahmin edilmektedir. Brüt kar marjinin 2023 yılı itibarıyle artışa geçeceği ve 2022-2038 arası projeksiyon döneminde ortalama **%37,4** seviyesinde gerçekleşeceği öngörmektedir.

### Brüt Kar (m TL)

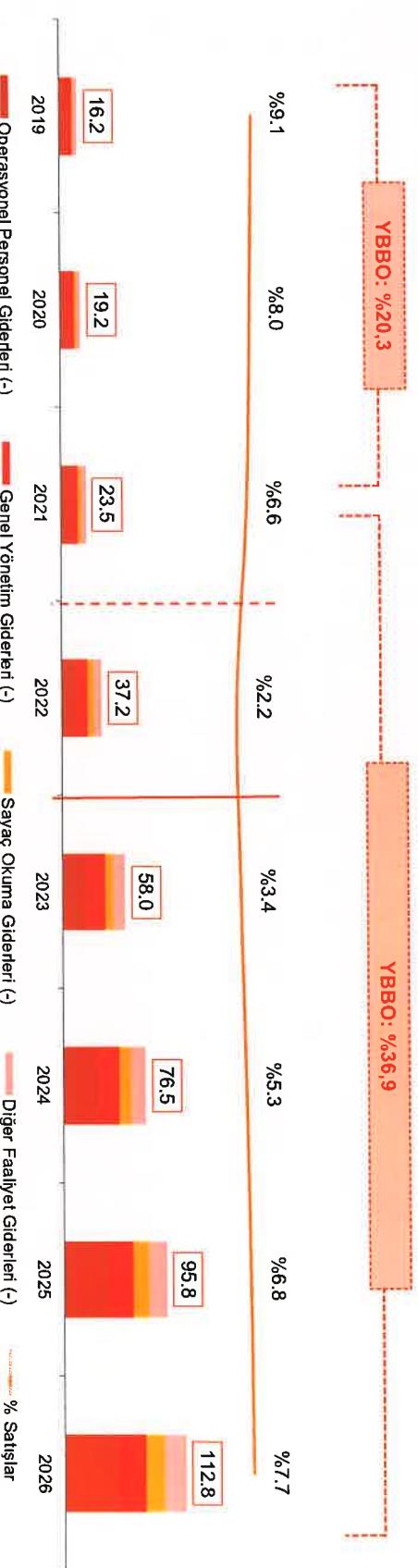


- Taşıma Gelirleri
- Münferit Hal Bağlılı Geliri
- Diğer Gelirler
- Abone Bağlılı Gelirleri

## Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların **%6-9** aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama **%8,0** seviyesinde gerçekleşeceği öngörmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri ve diğer giderlerden oluşturmaktadır.

### Faaliyet Giderleri (m TL)

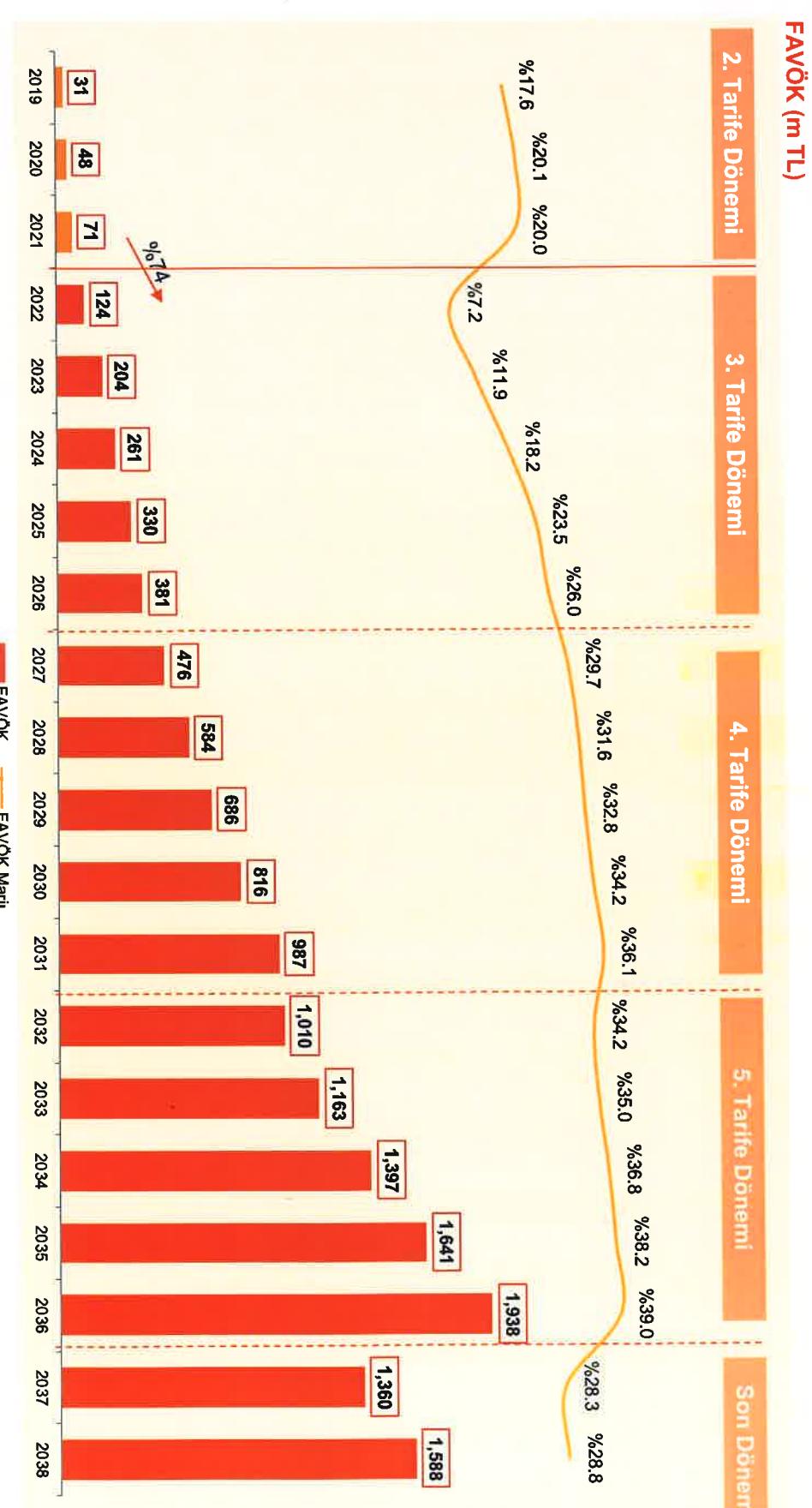


2021 yılında Şirketin faaliyet giderlerinin yaklaşık **%31**'i operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibarıyle ortalama 92 olarak gerçekleşeceğü öngördelen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde 131'e çıkacağı beklenmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon orANI kadar artacağı öngörmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%39**'unu oluşturacağı öngörmektedir.

Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin **%33**'ünü oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 12 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon orANI kadar artacağı öngörmektedir. 2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%14**'sini oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon orANI ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık **%29** oranında artacağı öngörmektedir.

## FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%74** artışı göstererek yaklaşık **124 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceği öngörmektedir. FAVÖK marjinin üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%29** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.



Kaynak: Şirket Yonetimini, PwC Analizi

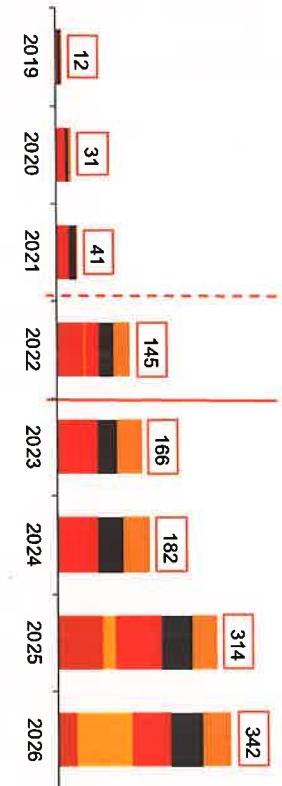
Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.  
PwC

Gizli ve Özel

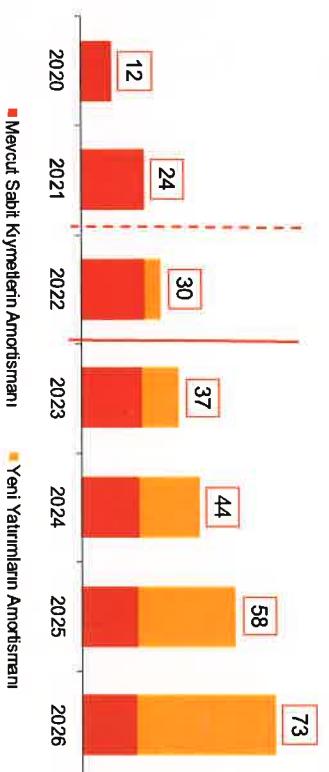
# Yatırım Harcaması ve Amortisman

2022-2038 yılları arasında **2.491 km** polietilen ve **115 km** çelik hat yatırımı planlanmaktadır. Her yıl yapılması beklenen alt yapı yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **1.161 km**lik servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. 2022-2038 yılları arasında tarife başı fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **207 milyon TL** yatırım yapılması hedeflenmektedir.

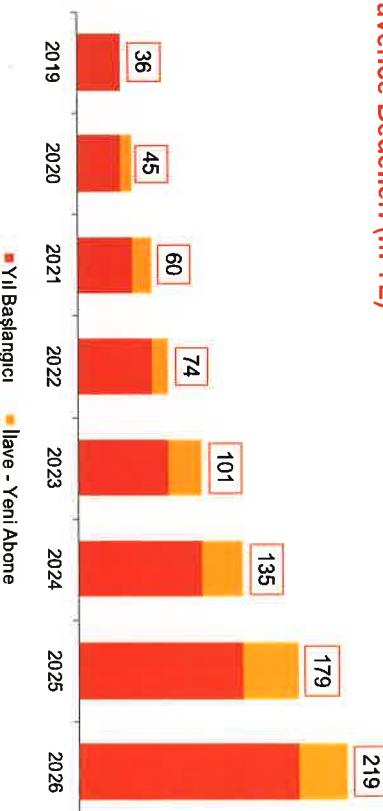
## Yatırım Harcamaları (m TL)



## Amortisman Giderleri (m TL)



## Güvence Bedelleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilmekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ısınma için kombi **733 TL**, merkezi sistem **650 TL**, ocak/şofben için ise **125 TL** olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısınma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben güvence bedelinin %30'undan toplanacağı öngörülmekle birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimimi, PwC Analizi

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

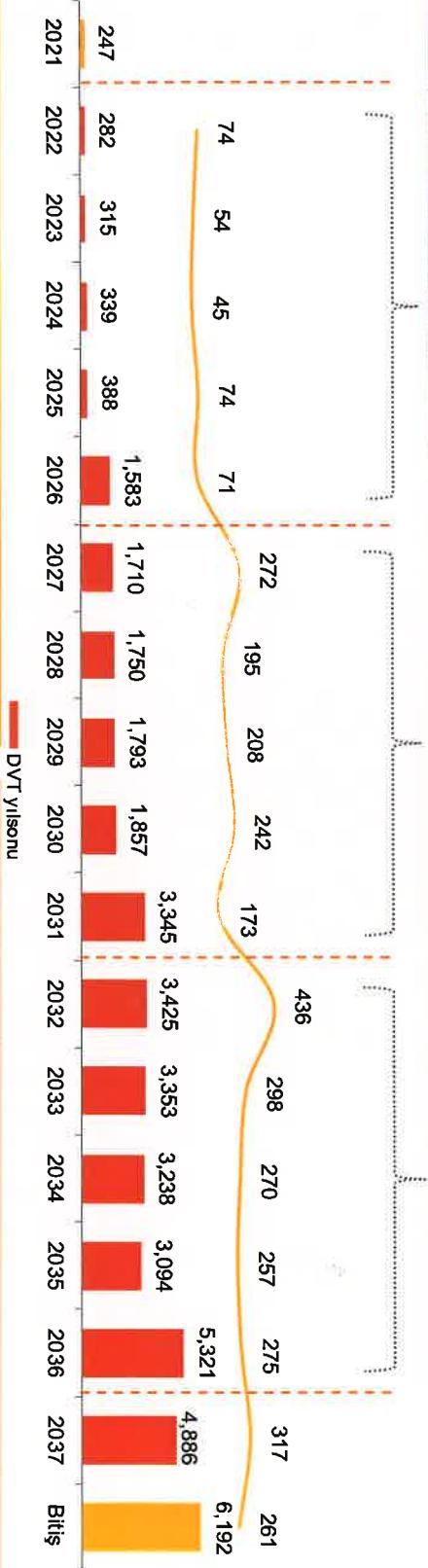
PwC

Gizli ve Özel

# Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Karaman'ın 2021 kapamış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaşılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerek, amortisman tutarları düşürebek ve tarife dönemlerinin sonunda gerekli düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.

Tarife dönemi fiyatları ile	Ort. Reel Yatırım Harcaması:
3. Dönem	63,7 m TL
4. Dönem	218,0 m TL
5. Dönem	302,1 m TL
6. Dönem	317 m TL



**Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre sağıdaki formül kullanılaarak hesaplanmaktadır.**  
Lisans süresinin 2038 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımlı yapılmamıştır.

## DVT Hesaplaması

$$DVT_0 = \left[ BVT - \left( \frac{BVT \times (n-r+1)}{IS} \right) \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_{BVT}} + \sum_{i=1}^n \left( \frac{Y_i - Y_{i-1} \times (n-i+1)}{IS} \right) \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i} \right]$$

- i : BVT belirlenen yıldan itibaren yillardır,
- r : BVT belirlenen yili,
- n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılı,
- DVT0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,
- BVT : BVT değerini,
- Yi : i yılı net yatırım değerini,
- IS : İfta süresini,
- TÜFEb : (ud) tarife uygulama dönemine ait gelir gereksinimi hesaplama sırasında yer alan tutulara baz olan TÜFE'yi,
- TÜFEBVT : BVT hesaplamalarında esas alınan TÜFE'yi,
- TÜFEi : i yılının hazırlan ayı için açıklanan TÜFE'yi gösterir

# Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleştirilen bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NIS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

## Net İşletme Sermayesi (NIS) m TL

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ticari Alacaklar	22	23	57	167	165	137	133	139
Diger Ticari Alacaklar	0	0	0	-	-	-	-	-
Stoklar	1	2	2	5	6	7	9	11
Gelir Tahakkukları	7	3	6	61	60	50	49	51
Diger Dönem Varlıklar	0	1	(0)	-	-	-	-	-
<b>Dönen Varlıklar</b>	<b>31</b>	<b>29</b>	<b>65</b>	<b>233</b>	<b>231</b>	<b>194</b>	<b>191</b>	<b>202</b>
Ticari Borçlar	35	30	84	335	312	237	213	212
Diger Ksa Vadeli Yükümlülükler	64	70	4	28	26	18	16	16
<b>Ksa Vadeli Yükümlülükler</b>	<b>99</b>	<b>100</b>	<b>88</b>	<b>363</b>	<b>338</b>	<b>255</b>	<b>229</b>	<b>228</b>
<b>Net İşletme Sermayesi</b>	<b>(66)</b>	<b>(70)</b>	<b>(23)</b>	<b>(130)</b>	<b>(107)</b>	<b>(61)</b>	<b>(38)</b>	<b>(26)</b>
NIS Gaz Satışları				<b>-%40,7</b>	<b>-%31,2</b>	<b>-%7,0</b>	<b>-%7,7</b>	<b>-%6,4</b>
NIS Değişimini				<b>(2)</b>	<b>48</b>	<b>(107)</b>	<b>24</b>	<b>45</b>
							<b>23</b>	<b>12</b>

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gaza yönelik serbest ve serbest olmayan abonelerden alacakları içermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca ticari alacak gün sayısı 30 olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve sarf malzemelerden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için stok gün sayısı 3 olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için 13 olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar, doğal gaz alım tedarikçilerine ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAŞ'a ödenmeyeen ve mevcut durumda takasittendirilerek ödenen borçlar NIS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmamıştır. Yıllık analizler sonucu ortalama doğal gaz alım sözleşmeleri için ticari borç gün sayısı 65, diğer tedarikçilere için uygulanan borç gün sayısı 43 olarak hesaplanmaktadır.

Diger kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için %1,8 olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Abacak Gün Sayısı				
Stok Gün Sayısı				
Gelir Tahakkukları Gün Sayısı				
Diger Dönem Varlıklar Gaz Satışlarına Oranı %				
U. Gazlı Borç Gün Sayısı				
Diger Tedarikçiye Borç Gün Sayısı				
Diger Ksa Vadeli Yükümlülükler Giderlere Oranı %				

# İndirgenmiş Nakit Akımları

## AYDIN

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan AYDIN'ın 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **695 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

	<b>m TL</b>	<b>MY19</b>	<b>MY20</b>	<b>MY21</b>	<b>9A22</b>	<b>MY22</b>	<b>MY23</b>	<b>MY24</b>	<b>MY25</b>	<b>MY26</b>	<b>MY38</b>
Gelirler											
Satılan Doğal Gaz Maliyeti		179	238	355	1,383	1,723	1,711	1,435	1,405	1,464	5,507
Brüt Kar	(131)	(171)	(261)	(1,270)	(1,562)	(1,449)	(1,097)	(979)	(970)	(3,218)	
Brüt Kar Məri %	48	67	94	113	161	262	338	426	494	2,289	
Genel Yönetim Giderleri	%27	%28	%27	%8	%9	%15	%24	%30	%34	%42	
Faaliyet Giderleri	(6)	(7)	(8)		(12)	(16)	(19)	(23)	(25)	(122)	
FAVÖK	31	48	71	71	124	204	261	330	381	1,588	
FAVÖK Məri (%)	%18	%20	%20	%5	%7	%12	%18	%23	%26	%29	
Amortisman	(8)	(12)	(24)	(24)	(30)	(37)	(44)	(58)	(73)	(378)	
<b>FVÖK</b>	<b>24</b>	<b>36</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>93</b>	<b>167</b>	<b>217</b>	<b>272</b>	<b>308</b>	<b>1,210</b>	
FVÖK Məri											
Kurumlar Vergisi	(1)	(26)	(36)	(47)	(54)	(54)	(54)	(54)	(54)	(126)	
Amortisman (-)	24	37	44	58	73	73	73	73	73	378	
<b>Operasione Nakit Akımları</b>	<b>70</b>	<b>178</b>	<b>225</b>	<b>283</b>	<b>327</b>	<b>327</b>	<b>327</b>	<b>327</b>	<b>327</b>	<b>1,461</b>	
NIS Değişini	95	(24)	(45)	(23)	(12)	9					
Güvence Bedeli Değişimi	11	27	33	45	39	363					
Yatırım Harcamaları	(131)	(166)	(182)	(314)	(342)	(689)					
<b>Serbest Nakit Akımları</b>	<b>46</b>	<b>15</b>	<b>31</b>	<b>(9)</b>	<b>13</b>	<b>1,144</b>					
AOSM											
Kısmi Dönem Etkisi											
Ortalama Dönem Etkisi											
İndirgəmə Oranı											
<b>İndirgenmiş Nakit Akımı</b>	<b>37</b>	<b>9</b>	<b>13</b>	<b>(3)</b>	<b>4</b>	<b>42</b>					

**m TL**

İndirgenmiş Nakit Akımı (2022-2038)

655

Nihai DVT  
Güvence Bd.

6,192

Nihai DVT - Güvence B.  
Net İşləmə Sərmayesi (2021)

18

5,664

İmtiyaz Sözleşmesi Değeri

(23)

529

İşkonto Faktöri

0,03

Doğer

695

0,03

Doğer

18

\*9 aylık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi  
Ahlaklı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.  
PwC

# Gelir Yaklaşımı

## Duyarlılık Analizi - AYDIN

AYDIN'ın değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı**, **AOSM**, **RMGO**, **faaliyet giderleri** ve **yatırım harcamaları** parametreleri kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamında 31 Mart 2022 itibarıyle şirket değeri **647 milyon TL** ile **744 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

### Duyarlılık Analizi

**695 m TL**



Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

- 1 2022 yılı dönem başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklanması,
- 2 **TL Enflasyon:** TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 3 **Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması,
- 4 **Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 5 **AOSM:** Projeksiyon dönemindeki indirimme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 6 **Gaz Tüketicim:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 7 **Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması,
- 8 **RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması.

# DENİZLİ



# Abone Sayıları ve Gaz Tüketicimi Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)

**Abone Sayıları ('000 BBS)**

**YBBO: %4,4**



**Gaz Tüketicim (m³)**

**YBBO: %2,0**

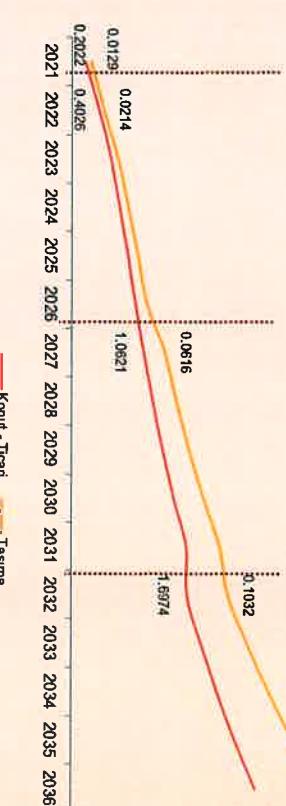


**Hat Uzunluğu (km)**

**YBBO: %4,0**



## Sistem Kullanım Bedelleri - Nominal (TL/m³)



2022 yılından itibaren Denizli için her beş yıllık dönemin başında, gelir gereksinimi göz önüne alınarak tarife hesaplanmaktadır. Her tarife dönemi başında (2022, 2027 ve 2032'de) hesaplanan SKB ilgili tarife döneminin sonuna kadar her yıl enflasyona tabii tutulmaktadır. Çalışmamız kapsamında SKB hesaplanırken Şirket Yönetimi tarafından sağlanan gelir gereksinimi ve tüketim tahminleri dikkate alınmıştır.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

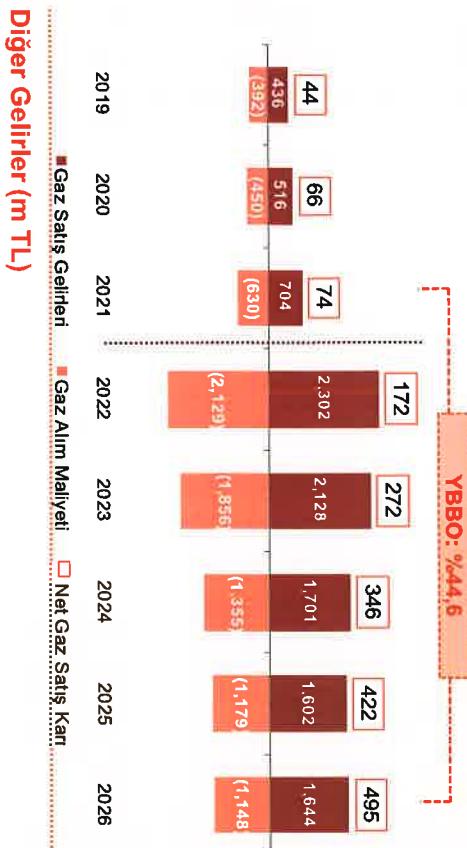
Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

# Gelirler & Brüt Kar

2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli miktarda artacağı tahmin edilmektedir. Karlık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artışın, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

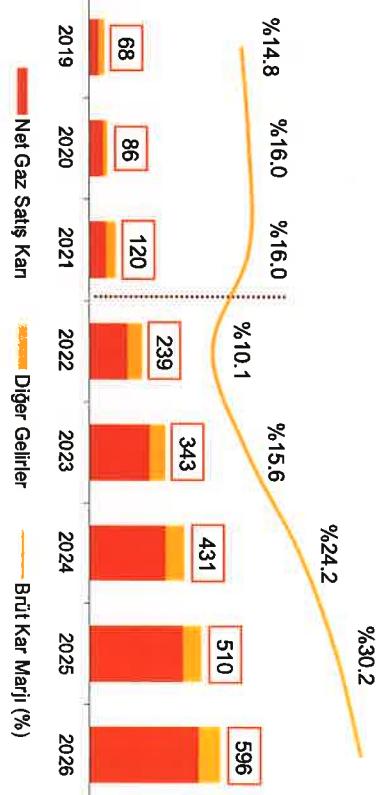
## Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)



2022 yılında tüketim hacminin **1.307 m<sup>3</sup>** seviyesine ulaşması beklenmektedir. Sistem kullanım bedellerinin 2022 yılında yaklaşık %82 büyüyeceği öngörüsü, net gaz satış karının büyük oranda artmasında önemli etkiye sahiptir.

Yeni tarife dönemine geçilmesinin ardından 2022 yılında brüt kar seviyesinin **239 milyon TL** seviyesinde olacağı tahmin edilmektedir. Brüt kar marjinin 2023 yılı itibarıyle artışeceği ve 2022-2035 arası projeksiyon döneminde ortalama **%34,1** seviyesinde gerçekleşeceği öngörlülmektedir.

## Brüt Kar (m TL)



■ Taşıma Gelirleri ■ Münferit Hat Bağlılı Geliri ■ Diğer Gelirler ■ Abone Bağlılı Gelirleri

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi  
Ahlâcî Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

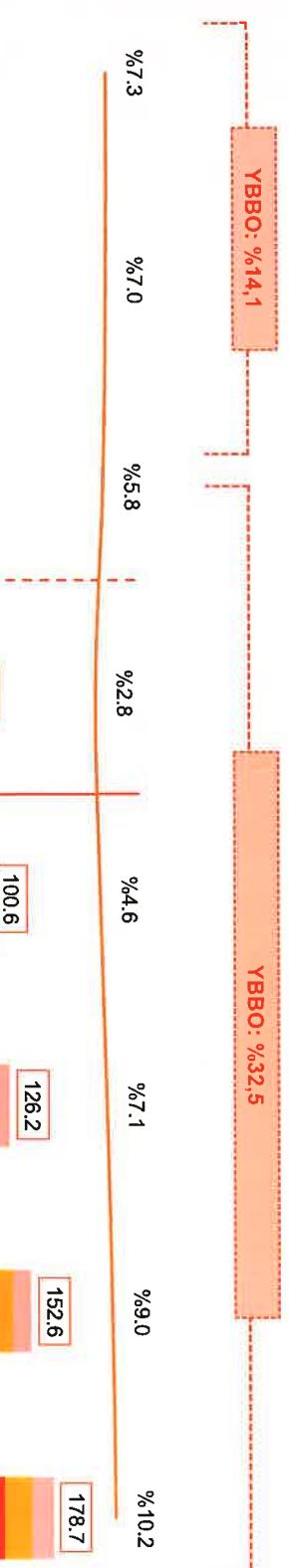
17 Ağustos 2022

68

## Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların **%6-8** aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama **%10,2** seviyesinde gerçekleşeceği öngörmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri ve diğer giderlerden oluşturmaktadır.

### Faaliyet Giderleri (m TL)

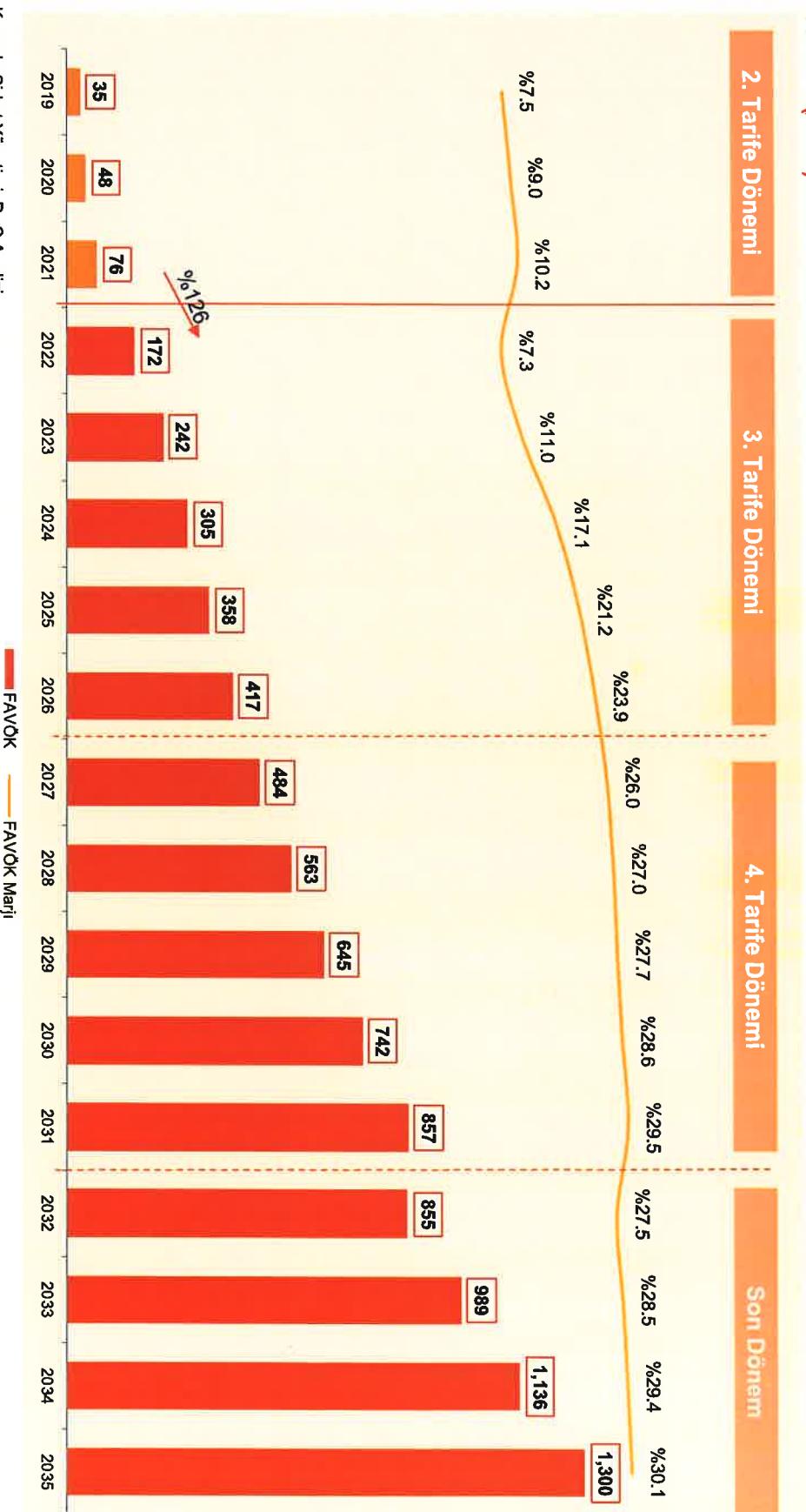


2021 yılında Şirket'in faaliyet giderlerinin yaklaşık **%23**'ü operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibarıyle ortalama 116 olarak gerçekleşeceği öngörülen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde 164'e çıkacağı beklenmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%29**'unu oluşturacağı öngörmektedir.

Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin **%37**'sini oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 25 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörmektedir. 2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%18**'ını oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon oranı ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık **%21** artacağı öngörmektedir.

# FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%126** artışı göstererek yaklaşık **172 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceği öngörmektedir. FAVÖK marjinin üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%24** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.



Kaynak: Şirket Yönetimimi, PwC Analizi

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

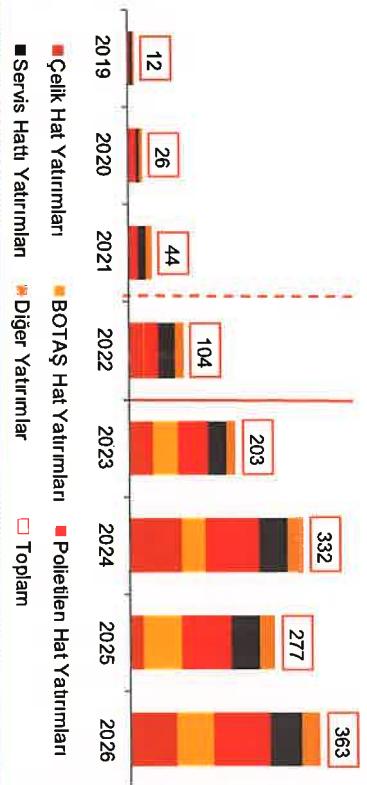
17 Ağustos 2022

70

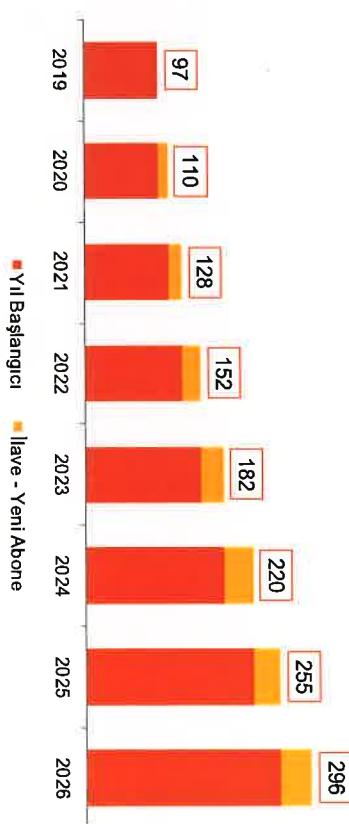
# Yatırım Harcaması ve Amortisman

2022-2035 yılları arasında **1.781 km** polietilen ve **129,3 km** çelik hat yatırımı planlanmaktadır. Her yıl yapılması beklenen alt yapı yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **717 km'lik** servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. 2022-2035 yılları arasında tarife başı fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **127 milyon TL** yatırım harcaması ile yaklaşık **4.093 milyon TL** yatırım yapılması hedeflenmektedir.

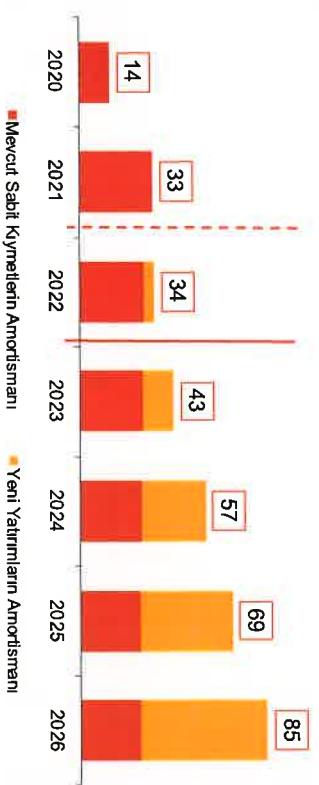
## Yatırım Harcamaları (m TL)



## Güvence Bedelleri (m TL)



## Amortisman Giderleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilimekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedelli ısınma için kombi 733 TL, merkezi sistem 650 TL, ocak/şofben için ise 125 TL olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısınma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben güvence bedelinin %30'undan toplanacağı öngörmekle birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

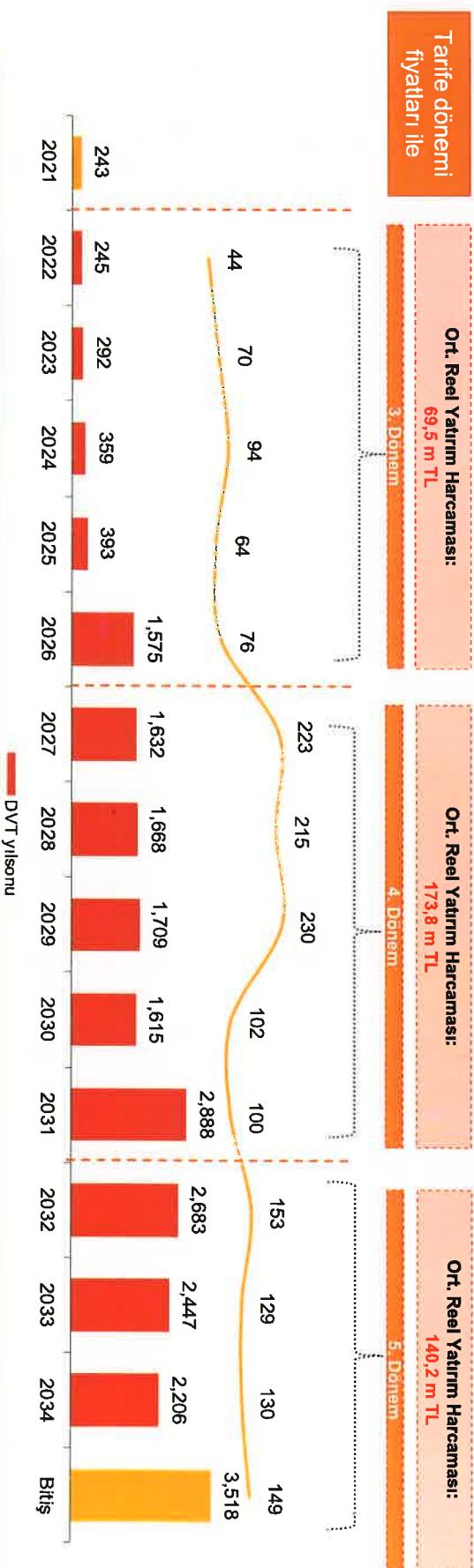
Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

# Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Karaman'ın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaştırılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerek, amortisman tutarları düşürebek ve tarife dönemlerinin sonunda gerekli düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.



**Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre aşağıdaki formülü kullanılarak hesaplanmaktadır.**  
Lisans süresinin 2035 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımları yapılmamıştır.

$$DVT_0 = \left[ BVT - \left[ \frac{BVT \times (n-r+1)}{IS} \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_{BVT}} + \sum_{i=1}^n \left( Y_i - \frac{Y_x}{IS} (n-i+1) \right) \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i} \right]$$

- $i$  : BVT belirlenen yıldan itibaren yılları,
- $r$  : BVT belirlenen yıl,
- $n$  : ( $ud-1$ ) tarife uygulama döneminin son yılını,
- $DVT_0$  : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,
- $BVT$  : BVT değerini,
- $Y_i$  :  $i$  yılı net yatırım değerini,
- $IS$  : İfta süresini,
- $TÜFE_b$  : ( $ud$ ) tarife uygulama döneme ait gelir gereksinimi hesaplamalarında yer alan tutarla baz olan  $TÜFE^Y_i$ ,
- $TÜFE_{BVT}$  : BVT hesaplamalarında esas alınan  $TÜFE^Y_i$ ,
- $TÜFE_i$  :  $i$  yılının hazır ayı için açıklanan  $TÜFE^Y_i$  gösterir

# Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleştirilen yıllık bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NIS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

## Net İşletme Sermayıesi (NIS)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ticari Alacaklar	55	46	124	228	212	171	161	166
Diger Ticari Alacaklar	38	64	3	-	-	-	-	-
Stoklar	1	2	4	4	5	7	8	10
Gelir Tahakkukları	34	26	24	77	72	58	55	56
Diger Dönem Varlıklar	0	(0)	0	-	-	-	-	-
<b>Dönen Varlıklar</b>	<b>128</b>	<b>138</b>	<b>155</b>	<b>309</b>	<b>289</b>	<b>235</b>	<b>225</b>	<b>233</b>
Ticari Borçlar	105	79	157	456	399	292	256	250
Diger Kısa Vadeli Yükümlülükler	2	3	5	40	34	22	18	18
<b>Kısa Vadeli Yükümlülükler</b>	<b>107</b>	<b>82</b>	<b>162</b>	<b>496</b>	<b>432</b>	<b>314</b>	<b>274</b>	<b>268</b>
<b>Net İşletme Sermayıesi</b>	<b>21</b>	<b>56</b>	<b>(7)</b>	<b>(186)</b>	<b>(143)</b>	<b>(79)</b>	<b>(49)</b>	<b>(35)</b>
<b>NIS / Gaz Satışları</b>	<b>%64,8</b>	<b>%10,9</b>	<b>-%0,9</b>	<b>-%8,1</b>	<b>-%6,7</b>	<b>-%4,6</b>	<b>-%3,1</b>	<b>-%2,1</b>
<b>NIS Değişimi</b>	<b>35</b>	<b>(62)</b>	<b>(180)</b>	<b>43</b>	<b>65</b>	<b>30</b>	<b>14</b>	

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gaza yönelik serbest ve serbest olmayan aboneelerden alacakları içermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca **ticari alacak gün sayısı 30** olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve saflar malzemelerinden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için **stok gün sayısı 3** olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için **12** olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar; doğal gaz alım tedarikçilerine ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAŞ'a ödenmemeyen ve mevcut durumda taksiplendirilecek ödenen borçlar NIS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmamıştır. Yıllık analizler sonucu ortalama doğal gaz alım sözleşmeleri için **ticari borç gün sayısı 65**, diğer tedarikçilere için **uygulanan borç gün sayısı 24** olarak hesaplanmaktadır.

Diger kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için **%1,7** olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Alacak Gün Sayısı	38	29	36	30
Stok Gün Sayısı	3	3	3	3
Gelir Tahakkukları Gün Sayısı	28	21	13	12
Diger Dönem Varlıklar Gaz Satışına Oranı %	%0,0	%0,0	%0,0	%0,0
D.Gaz Borç Gün Sayısı	81	62	56	65
Diger İdari Gözlemeleler Borç Gün Sayısı	25	25	21	24
Diger Kısa Vadeli Yükümlülükler Gözlemele Oranı %	%0,4	%0,4	%0,3	%1,1

# İndirgenmiş Nakit Akımları DENİZLİ

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan DENİZLİ'nin 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **646 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

	<b>m TL</b>	<b>MY19</b>	<b>MY20</b>	<b>MY21</b>	<b>9A22</b>	<b>MY22</b>	<b>MY23</b>	<b>MY24</b>	<b>MY25</b>	<b>MY26</b>	<b>//</b>	<b>MY35</b>
<b>Gelirler</b>												
Satılan Doğal Gaz Maliyeti		460	536	750	1,704	2,368	2,199	1,786	1,689	1,744	4,316	(2,441)
<b>Brüt Kar</b>		68	86	120	198	239	343	431	510	596	1,875	%43
Genel Yönetim Giderleri		%15	%16	%16	%12	%10	%16	%24	%30	%34		
Faaliyet Giderleri		(15)	(15)	(16)	(27)	(35)	(37)	(60)	(77)	(96)	(115)	(389)
<b>FAVÖK</b>		35	48	76	126	172	242	305	358	417	1,300	
FAVÖK/Mađi (%)		%8	%9	%10	%7	%7	%11	%17	%21	%24	%30	
Amortisman		(11)	(14)	(33)	(27)	(34)	(43)	(57)	(69)	(85)	(209)	
<b>FVÖK</b>		23	34	43	99	138	199	248	288	332	1,091	
FVÖK/Mađi					%6	%6	%9	%14	%17	%19	%25	
Kurumlar Vergisi					(2)	(25)	(36)	(44)	(53)	(61)	(161)	
Amortisman (-)					27	43	57	69	85	209		
<b>Operasyonel Nakit Akımları</b>					124	217	269	314	364	1,139		
NIS Değişimi					134	(43)	(65)	(30)	(14)	(4)		
Güvence Bedelli Değişimi					20	29	38	35	41	86		
Yatırım Harcamaları					(103)	(203)	(32)	(277)	(363)	(379)		
<b>Serbest Nakit Akımları</b>					176	0	(89)	42	28	842		
AOSM						%71,7	%36,4	%26,8	%22,0	%18,7	%18,7	
Kısmı Dönem Etkisi						1,00	1,00	1,00	1,00	1,00		
Ortalama Dönem Etkisi						0,38	1,25	2,25	3,25	4,25	13,25	
İndirgenme Oranı						0,82	0,57	0,43	0,35	0,29	0,06	
<b>İndirgenmiş Nakit Akımı</b>					143,8	0,1	(38,6)	14,5	8,1	52,2		
<b>m TL</b>												
İndirgenmiş Nakit Akımı (2022-2035)					593							
Nihai DVT - Güvence Bd.					46							
Net İşletme Sermayesi (2021)					(7)							
<b>İmtiyaz Sözleşmesi Değeri</b>					646							
<b>Değer</b>												

\*9 aylık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi  
Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

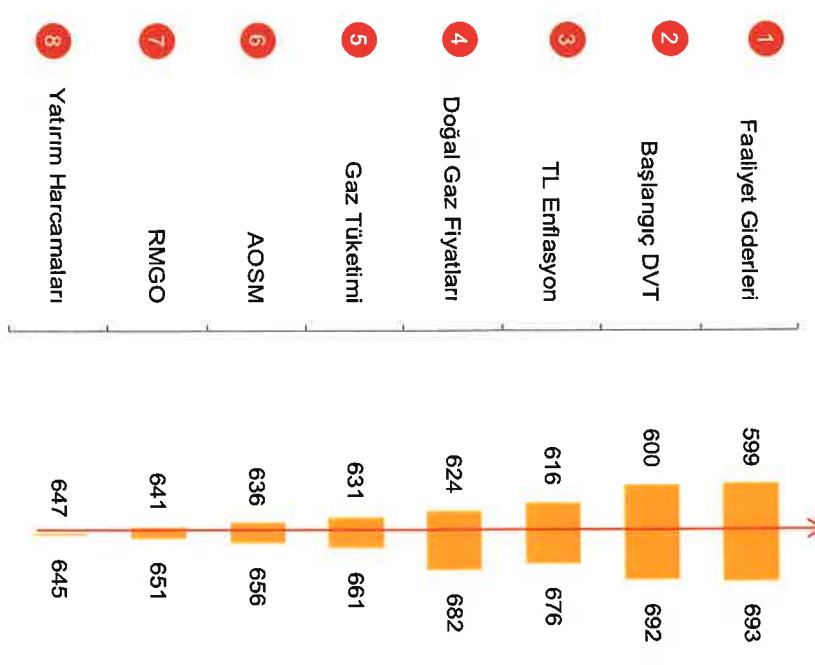
# Gelir Yaklaşımı

## Duyarlılık Analizi - Denizli

DENİZLİ'nin değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı**, **AOSM**, **RMGO**, **faaliyet giderleri**, **gaz tüketimi**, **doğal gaz fiyatları** kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamında 31 Mart 2022 itibarıyle şirket değeri **599 milyon TL** ile **693 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

### Duyarlılık Analizi

646 m TL



Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

- Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması,
- 2022 yılı dönem başı düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklanması,
- TL Enflasyon:** TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Gaz Tüketim:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacmiinin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,
- AOSM:** Projeksiyon döneminin indirimde oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması,
- Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması.

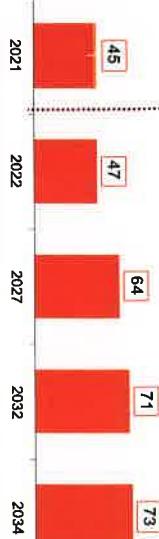
# EREĞLİ



# Abone Sayıları ve Gaz Tüketicimi Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)

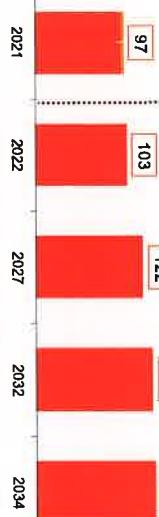
Abone Sayıları ('000 BBS)

YBBO: %3,8



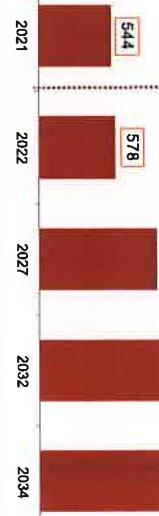
Gaz Tüketicim (m<sup>3</sup>)

YBBO: %2,6

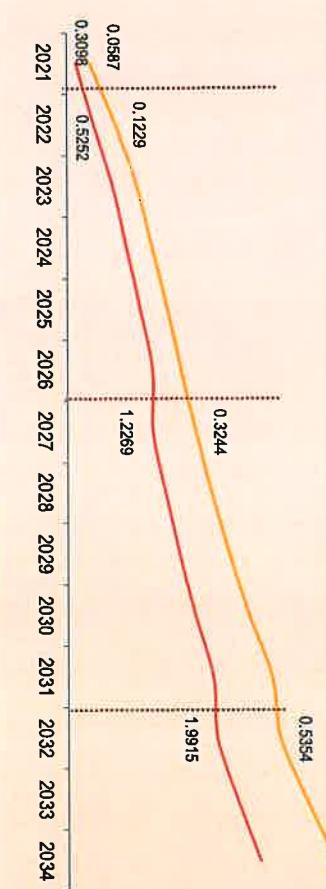


Hat Uzunluğu (km)

YBBO: %5,0



Sistem Kullanım Bedelleri - Nominal (TL/m<sup>3</sup>)



2022 yılından itibaren Ereğli için her beş yıllık dönemin başında, gelir gereksinimi göz önüne alınarak tarife hesaplanmaktadır. Her tarife döneminin başında (2022, 2027 ve 2032'de) hesaplanan SKB ilgili tarife döneminin sonuna kadar her yıl enflasyona tabi tutulmaktadır. Çalışmamız kapsamında SKB hesapları için Şirket Yönetimi tarafından sağlanan gelir gereksinimi ve tüketim tahminleri dikkate alınmıştır.

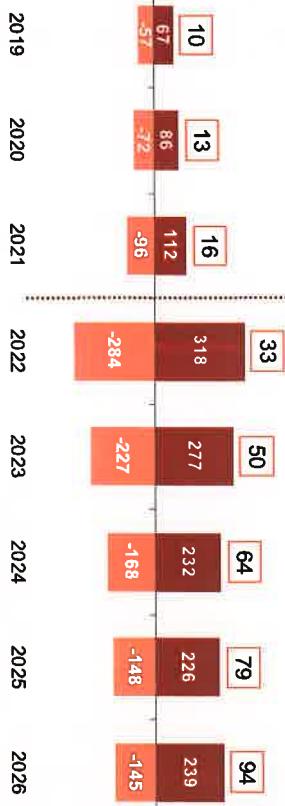
Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi  
Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.  
PwC

# Gelirler & Brüt Kar

2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli mikarda artacağı tahmin edilmektedir. Karlılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artış, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

## Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)

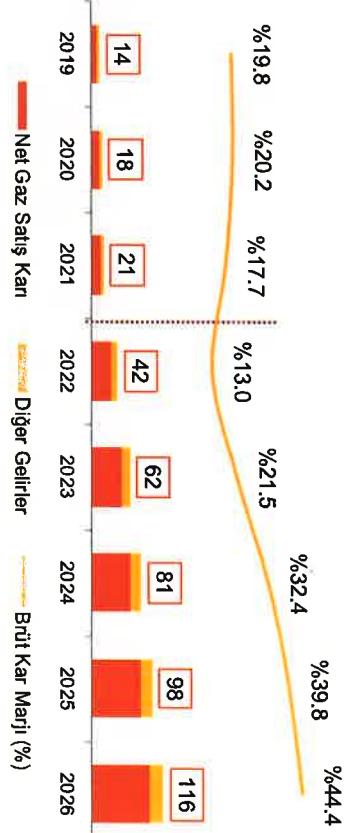
YBBO: %42,9



2022 yılında tüketim hacminin  $174 \text{ m m}^3$  seviyesine ulaşması beklenmektedir. Sistem kullanım bedellerinin 2022 yılında yaklaşık %89 büyüyeceği öngörüsü ve %10 gaz tüketimi artışı beklediği, net gaz satış karının büyük oranda artmasında önemli etkiye sahiptir.

Yeni tarife dönemine geçilmesinin ardından 2022 yılında brüt kar seviyesinin **42 milyon TL** seviyesinde olacağının tahmin edilmektedir. Brüt kar marjinin 2023 yılı itibarıyle artıya geçeceği ve 2022-2034 arası projeksiyon döneminde ortalama **%40,4** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir.

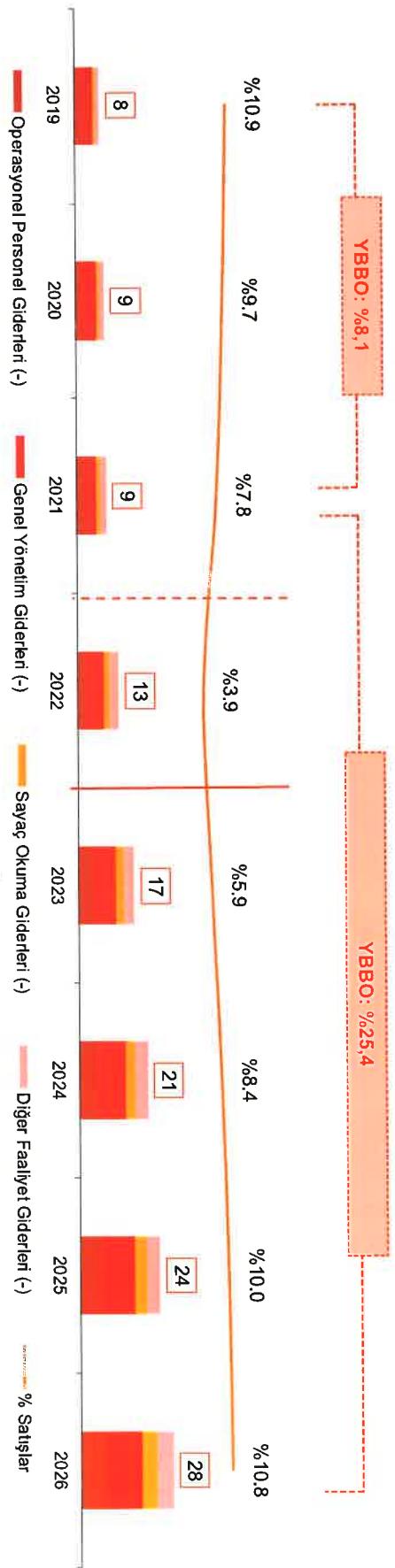
## Brüt Kar (m TL)



# Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların **%7-10** aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama **%7,8** seviyesinde gerçekleşeceği öngörmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri ve diğer giderlerden oluşturmaktadır.

## Faaliyet Giderleri (m TL)

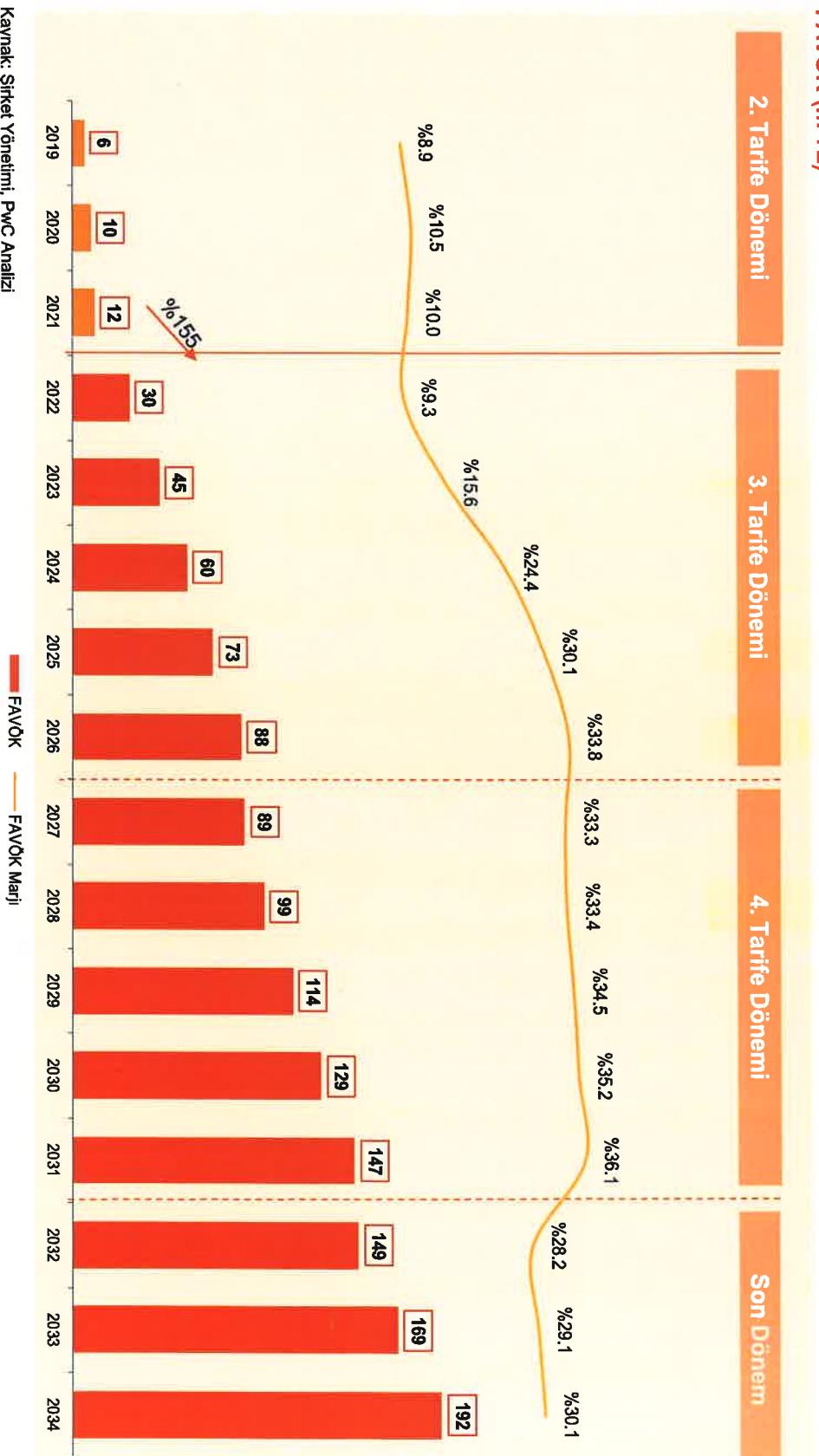


2021 yılında Şirketin faaliyet giderlerinin yaklaşık **%25'i** operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibarıyle ortalama 24 olarak gerçekleşeceğü öngörülen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde de sabit kalması beklenmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon orANI kadar artacağı öngörmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%25'in** oluşturacağı öngörmektedir.

Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin **%42'sini** oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 6 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon orANI kadar artacağı öngörmektedir. 2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%13'ünü** oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon orANI ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık **%21** oranında artacağı öngörmektedir.

## FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%155** artışı göstererek yaklaşık **30 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceği öngörmektedir. FAVÖK marjinin üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%29** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

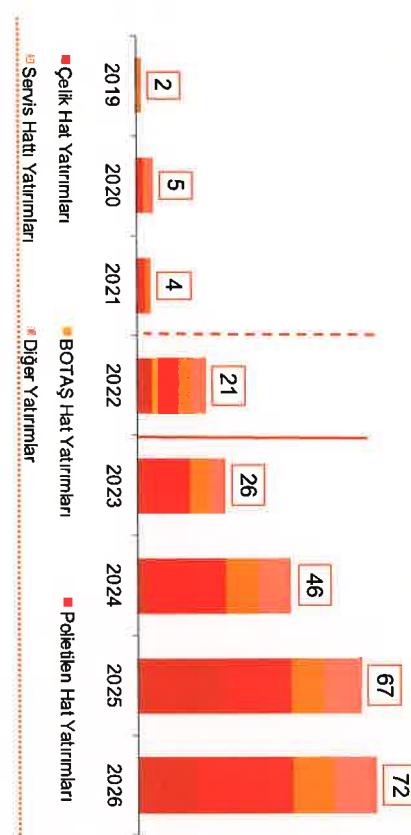
17 Ağustos 2022

80

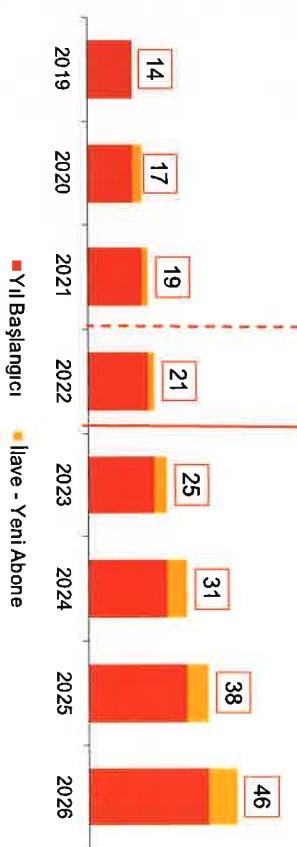
# Yatırım Harcaması ve Amortisman

2022-2034 yılları arasında **454 km** polietilen ve **26.8 km** çelik hat yatırım planlanmaktadır. Her yıl yapılması beklenen alt yapı yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **146 km'lik** servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. . 2022-2034 yılları arasında tarihe yolu fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **19 milyon TL** yatırım harcaması ile yaklaşık **572 milyon TL** yatırım yapılması hedeflenmektedir.

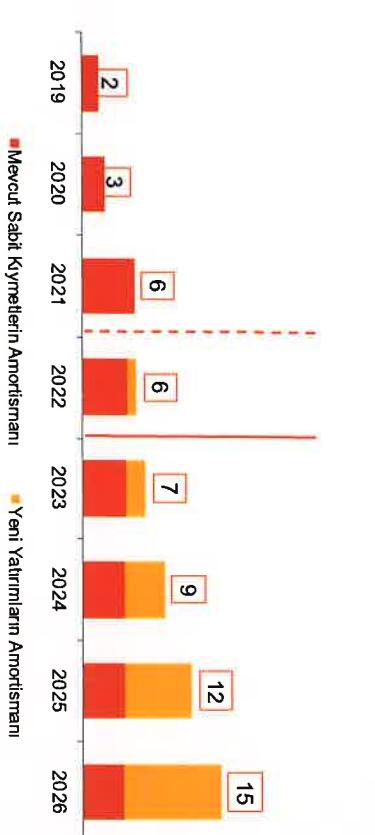
## Yatırım Harcamaları (m TL)



## Güvence Bedelleri (m TL)



## Amortisman Giderleri (m TL)



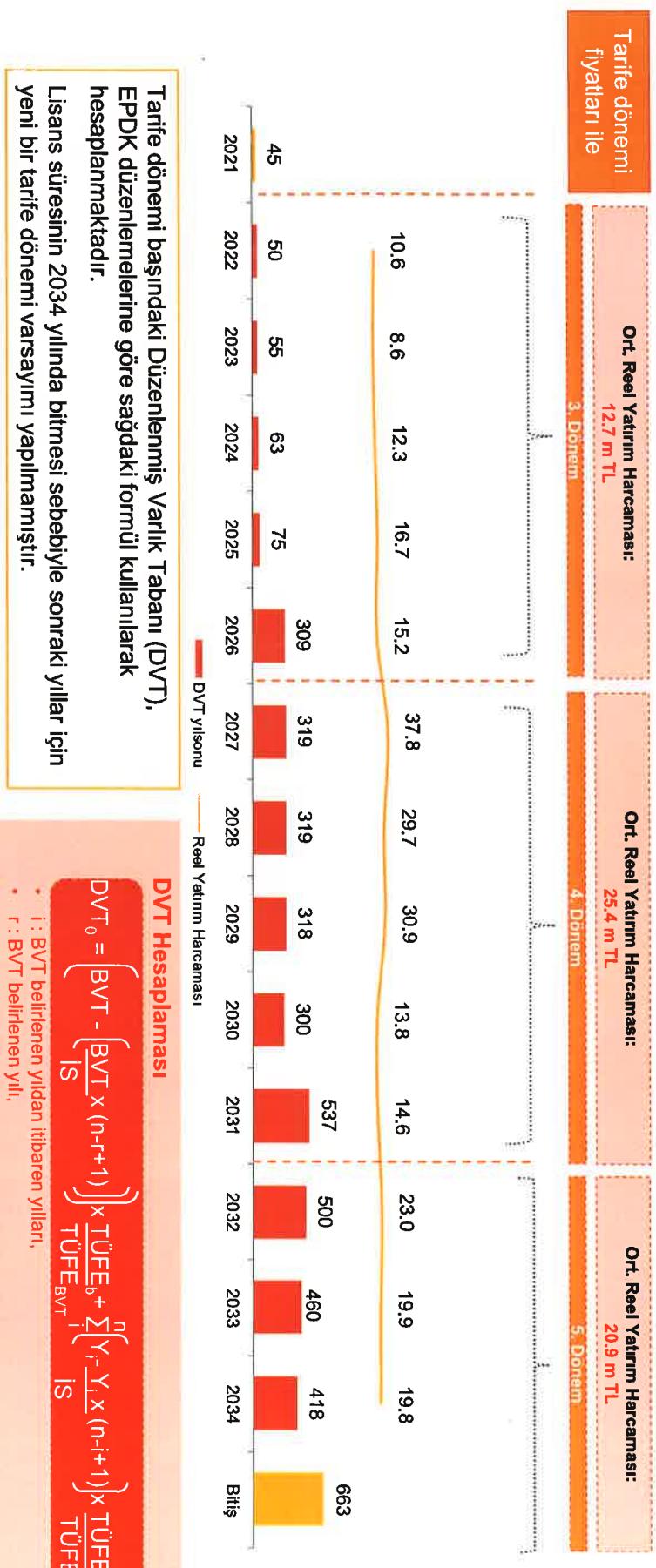
Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilmekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ısınma için kombi **733 TL**, merkezi sistem **650 TL**, ocak/şofben için ise **125 TL** olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısınma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben güvence bedelinin %30'undan toplanacağı öngörünekle birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi  
Ahlaklı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.  
PwC

# Düzenlenmiş Varlık Tabani (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Aksaray'ın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaştırılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerken, amortisman tutarları düşülererek ve tarife dönemlerinin sonunda gerekli düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.



Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabani (DVT), EPDK düzenlemelerine göre sağıdaki formüller kullanılarak hesaplanmaktadır.

Lisans süresinin 2034 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımları yapılmamıştır.

# Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleştirilen bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NIS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

## Net İşletme Sermayesi (Nis)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ticari Alacaklar	8	9	19	32	28	24	23	25
Diger Ticari Alacaklar	-	-	0	-	-	-	-	-
Stoklar	1	1	1	1	2	2	3	3
Gelir Tahakkukları	5	5	4	22	20	17	16	17
Diger Dönem Varlıklar	0	0	0	-	-	-	-	-
<b>Dönen Varlıklar</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>24</b>	<b>55</b>	<b>49</b>	<b>42</b>	<b>42</b>	<b>46</b>
Ticari Borçlar	13	13	25	61	49	36	32	31
Diger Kısa Vadeli Yükümlülükler	1	1	0	3	2	1	1	1
<b>Kısa Vadeli Yükümlülükler</b>	<b>14</b>	<b>13</b>	<b>25</b>	<b>64</b>	<b>51</b>	<b>38</b>	<b>33</b>	<b>33</b>
<b>Net İşletme Sermayesi</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>(1)</b>	<b>(9)</b>	<b>(2)</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>13</b>
NIS / Gaz Satışları	%1.1	%0.8	-%1.2	-%2.7	-%0.7	%1.9	%3.9	%5.0
<b>NIS Değişimi</b>	<b>(0)</b>	<b>(2)</b>	<b>(7)</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gaza yönelik sebest ve serbest olmayan abonelerden alacakları igermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca ticari alacak gün sayısı 30 olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve sarf malzemelerden oluşmaktadır. Stok gün sayısı 1 hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için stok gün sayısı 6 olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için 25 olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar; doğal gaz alım tedarikçilere ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAŞ'a ödenmeyen ve mevcut durumda taksiitlendirilerek ödenen borçlar NIS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmamıştır. Aylık analizler sonucu ortalamaya doğal gaz alım sözleşmeleri için normalize ticari borç gün sayısı 65, diğer tedarikçilere için uygulanan borç gün sayısı 12 olarak hesaplanmaktadır.

Diger kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için %0,9 olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Alecek Gün Sayısı	37	29	37	30
Stok Gün Sayısı	7	6	4	6
Gelir Tahakkukları Gün Sayısı	28	21	13	25
Diger Dönem Varlıklar Gün Sayısı	%0,1	%0,2	%0,4	%0,0
D. Gaz Borç Gün Sayısı	67	53	59	65
Diger Tedarikçiler Borç Gün Sayısı	21	12	11	12
Diger Kısa Vadeli Yükümlülükler Giderlere Oranı %	%1,1	%0,9	%0,7	0,9%

# İndirgenmiş Nakit Akımları EREĞLİ

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan EREĞLİ'nin 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **115 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

	<b>m TL</b>	<b>MY19</b>	<b>MY20</b>	<b>MY21</b>	<b>9a22</b>	<b>MY22</b>	<b>MY23</b>	<b>MY24</b>	<b>MY25</b>	<b>MY26</b>	<b>// MY24</b>
Gelirler		71	91	117	230	327	290	249	245	261	535
Saltan Doğal Gaz Maliyeti		(57)	(72)	(96)	(195)	(284)	(227)	(168)	(148)	(145)	(273)
<b>Brüt Kar</b>	<b>%20</b>	<b>14</b>	<b>18</b>	<b>21</b>	<b>35</b>	<b>42</b>	<b>62</b>	<b>81</b>	<b>98</b>	<b>116</b>	<b>262</b>
<b>Genel Yönetim Giderleri</b>	<b>%20</b>	<b>(4)</b>	<b>(4)</b>	<b>(4)</b>	<b>%18</b>	<b>%15</b>	<b>%13</b>	<b>%22</b>	<b>%32</b>	<b>%40</b>	<b>%44</b>
Faaliyet Giderleri		(4)	(4)	(5)	(7)	(7)	(7)	(10)	(12)	(15)	(17)
<b>FAVÖK</b>	<b>6</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>22</b>	<b>30</b>	<b>45</b>	<b>60</b>	<b>73</b>	<b>88</b>	<b>192</b>	
<b>FAVÖK Məri (%)</b>	<b>%9</b>	<b>%11</b>	<b>%10</b>	<b>%9</b>	<b>%9</b>	<b>%16</b>	<b>%24</b>	<b>%30</b>	<b>%34</b>	<b>%36</b>	
Anortisman		(2)	(3)	(6)	(5)	(6)	(7)	(9)	(12)	(15)	(30)
<b>PVÖK</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>17</b>	<b>24</b>	<b>38</b>	<b>51</b>	<b>61</b>	<b>73</b>	<b>162</b>	
<b>FAVÖK Məri</b>											
Kurumlar Vergisi											
Anortisman (-)											
<b>Operasyonel Nakit Akımları</b>											
NIS Değişini											
Güvence Bedeli Değişini											
Yatırım Harcamaları											
<b>Serbest Nakit Akımları</b>	<b>21</b>	<b>40</b>	<b>52</b>	<b>63</b>	<b>75</b>	<b>166</b>					
AOSM											
Kısmi Dönem Etkisi											
Ortalama Dönem Etkisi											
İndirgenme Oranı											
<b>İndirgenmiş Nakit Akımı</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>(3)</b>	<b>9</b>	<b>130</b>					
<b>m TL</b>											
İndirgenmiş Nakit Akımı (2022-2033)		90	23								
Nihai DVT - Güvence B.											
Net İşleme Sermayesi (2021)		(1)									
<b>İmtiyaz Sözleşmesi Değeri</b>	<b>115</b>										
<b>Değer</b>											

\*g aylık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

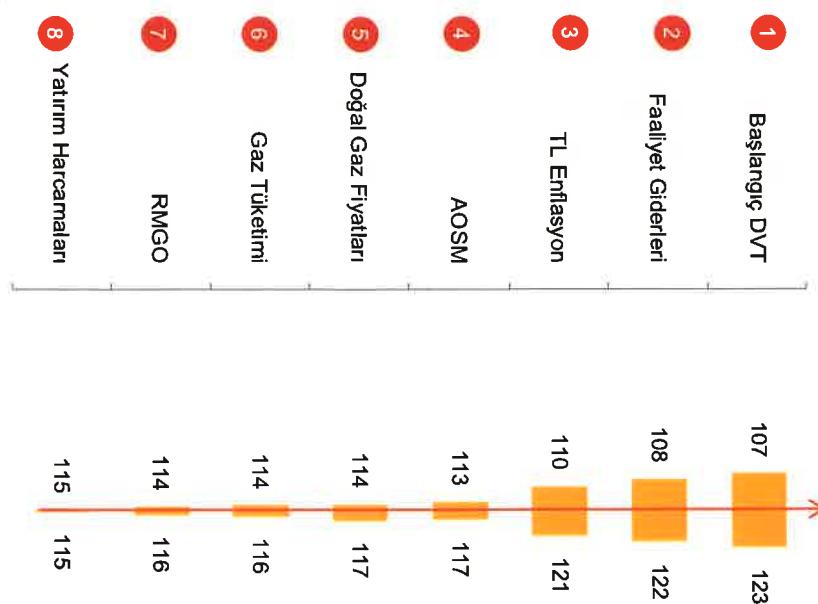
# Gelir Yaklaşımı

## Duyarlılık Analizi - EREĞLİ

AKSARAY'ın değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı**, **AOSM**, **RMGO**, **faaliyet giderleri**, **gaz tüketimi**, **doğal gaz fiyatları** kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamında 31 Mart 2022 itibarıyle şirket değeri **107 milyon TL** ile **123 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

### Duyarlılık Analizi

**115 m TL**



Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

- 1 2022 yılı dönem başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklaması,
- 2 **Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması,
- 3 **TL Enflasyon:** TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 4 **AOSM:** Projeksiyon dönemindeki indirgeme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 5 **Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 6 **Gaz Tüketim:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 7 **RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması,
- 8 **Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması.

# ERZİNCAN



# Abone Sayıları ve Gaz Tüketicimi Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)

Abone Sayıları ('000 BBS)

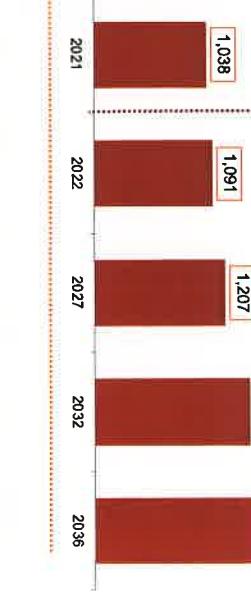
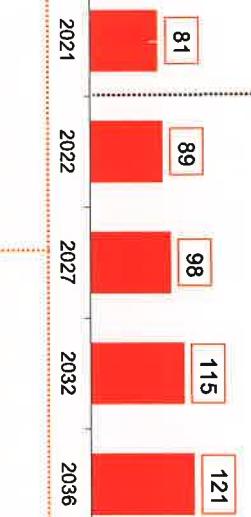
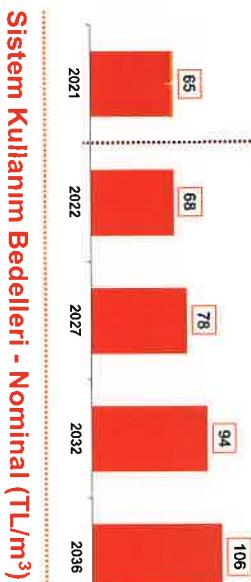
YBBO: %3,3

Gaz Tüketicim (m<sup>3</sup>)

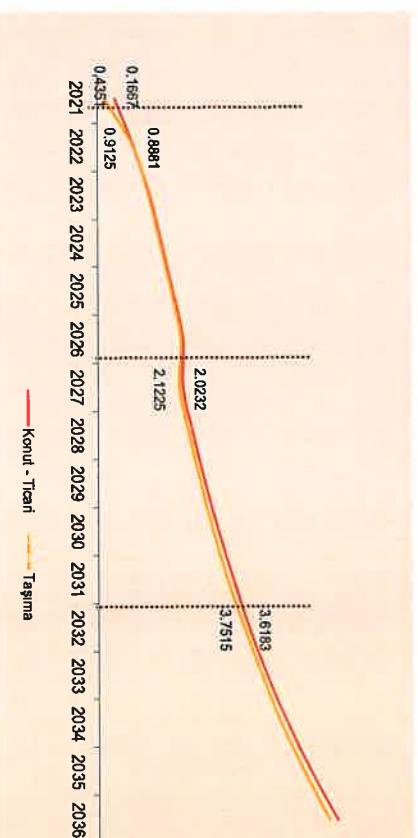
YBBO: %2,6

Hat Uzunluğu (km)

YBBO: %3,0



Sistem Kullanım Bedelleri - Nominal (TL/m<sup>3</sup>)



Koulu - Tıkanı — Taşıma

2022 yılından itibaren Erzincan için her beş yıllık dönemin başında, gelir gereksinimi göz önüne alınarak tarife hesaplanmaktadır. Her tarife dönemi başında (2022, 2027 ve 2032'de) hesaplanan SKB ilgili tarife döneminin sonuna kadar her yıl enflasyona tabi tutulmaktadır. Çalışmamız kapsamında SKB hesaplanırken Şirket Yönetimi tarafından sağlanan gelir gereksinimi ve tüketim tahminleri dikkate alınmıştır.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

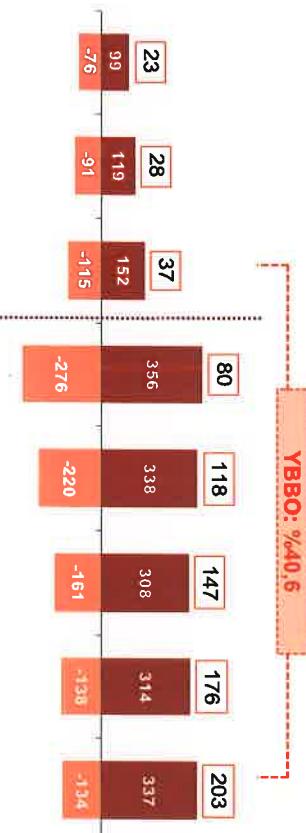
Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022  
87

# Gelirler & Brüt Kar

2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli miktarda artacağı tahmin edilmektedir. Karlılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artış, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

## Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)

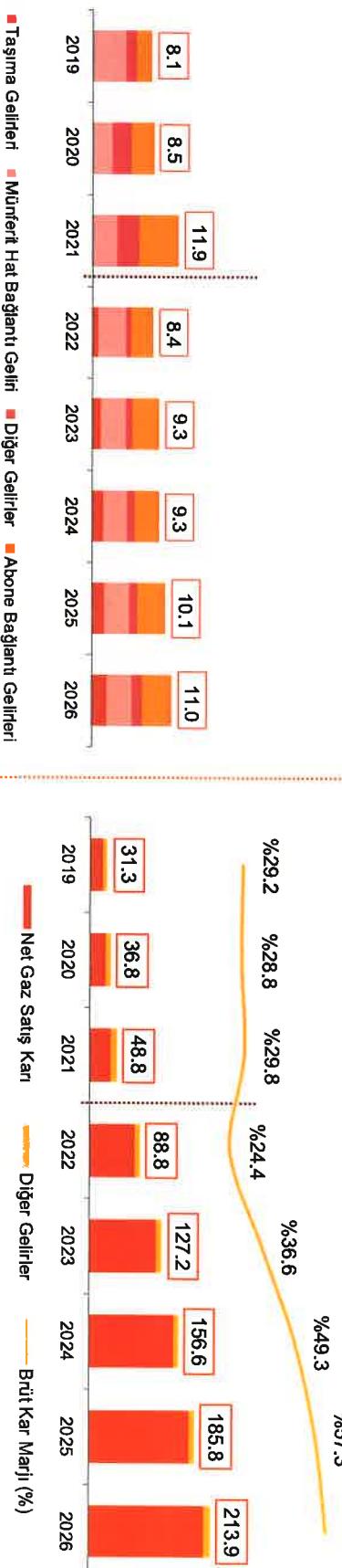


YBBO: %40,6

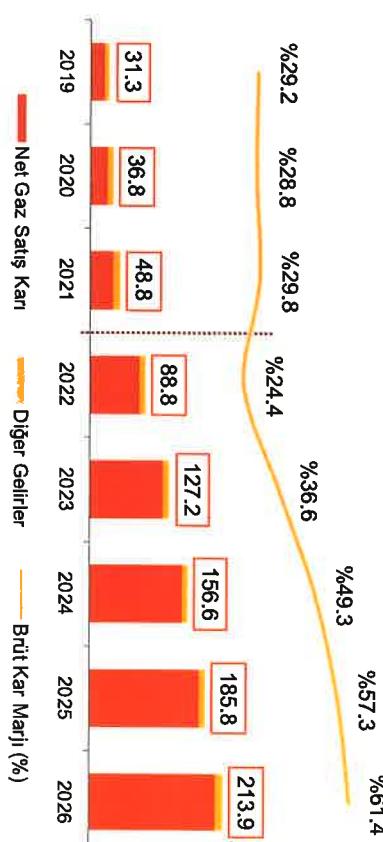
2022 yılında tüketim hacminin **89 m m<sup>3</sup>** seviyesine ulaşması beklenmektedir. Sistem kullanım bedellerinin 2022 yılında yaklaşık %271 büyüyeceği öngörsü, net gaz satış karının büyük oranda artmasında önemli etkiye sahiptir.

Yeni tarife dönemine geçilmesinin ardından 2022 yılında brüt kar seviyesinin **89 milyon TL** seviyesinde olacağı tahmin edilmektedir. Brüt kar marjinin 2023 yılı itibarıyle artışı geçeceği ve 2022-2036 arası projeksiyon döneminde ortalama **%59,5** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir.

## Diğer Gelirler (m TL)



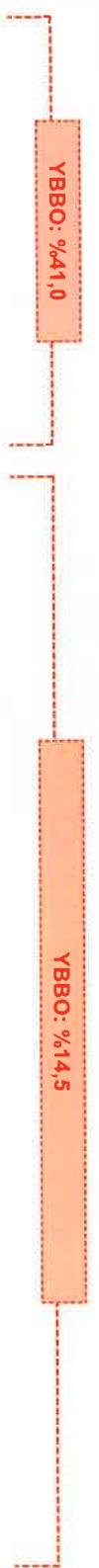
## Brüt Kar (m TL)



## Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların **%13-17** aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama **%12,4** seviyesinde gerçekleşeceği öngörlülmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri, genel yönetim personeli ve diğer giderlerden oluşturmaktadır.

### Faaliyet Giderleri (m TL)



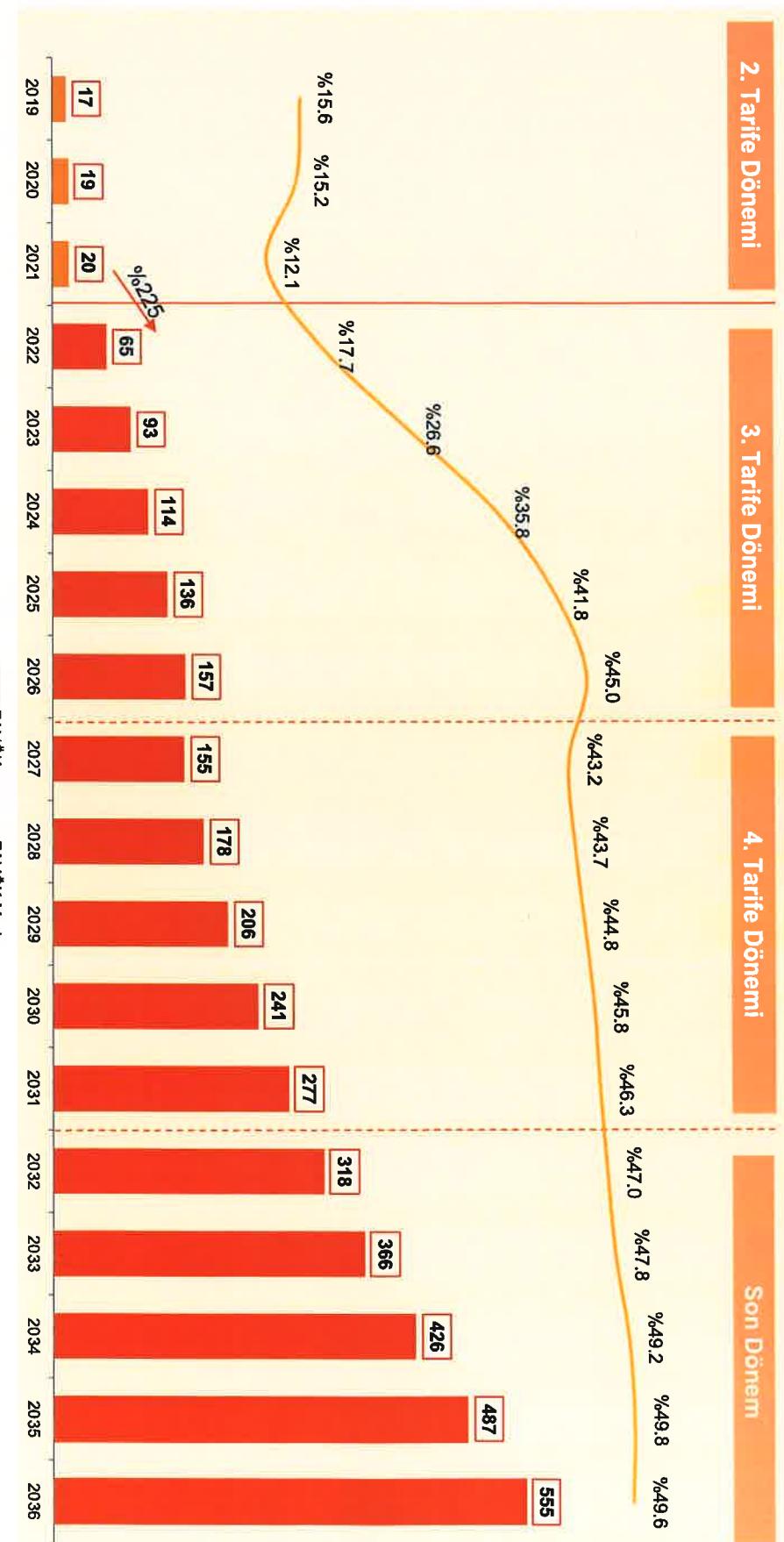
2021 yılında Şirket'in faaliyet giderlerinin yaklaşık **%19**'u operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibarıyle ortalama 58 olarak gerçekleşeceği öngörülen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde 85'e çıkacağı beklennmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon orani kadar artacağı öngörlülmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%40**'ını oluşturacağı öngörmektedir.

Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin **%62**'sini oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 10 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon orani kadar artacağı öngörlülmektedir. 2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%8**'ini oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon oranı ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık **%16** oranında artacağı öngörlülmektedir.

# FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%225** artış göstererek yaklaşık **65 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceğini öngörmektedir. FAVÖK marjinin üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%42** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

## FAVÖK (m TL)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlactı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

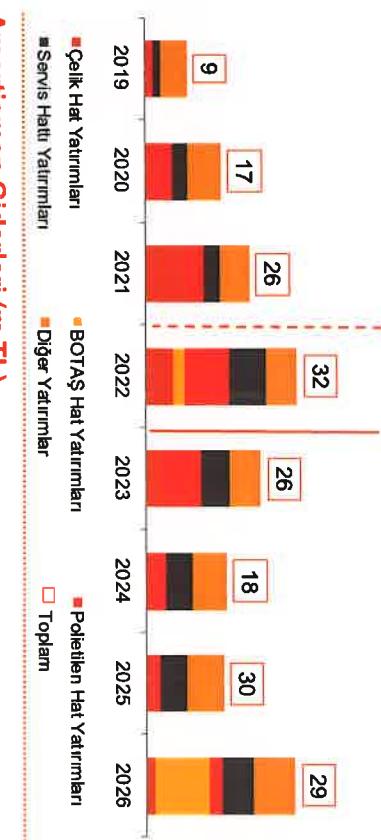
PwC

Gizli ve Özel

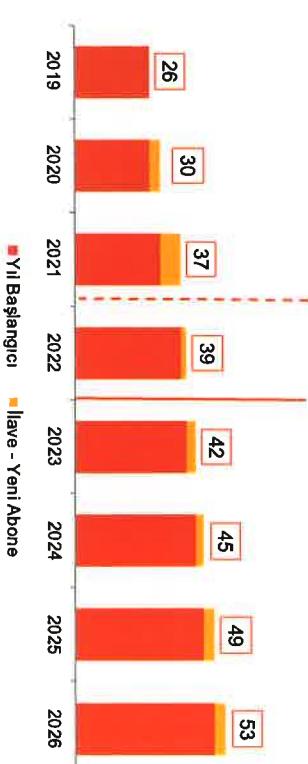
# Yatırım Harcaması ve Amortisman

2022-2036 yılları arasında **455 km** polietilen ve **42,6 km** çelik hat yatırımı planlanmaktadır. Her yıl yapılması beklenen alt yapı yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **327,1 km**lik servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. 2022-2036 yılları arasında tarife başı fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **54 milyon TL** yatırım harcaması ile yaklaşık **1.526 milyon TL** yatırım yapılması hedeflenmektedir.

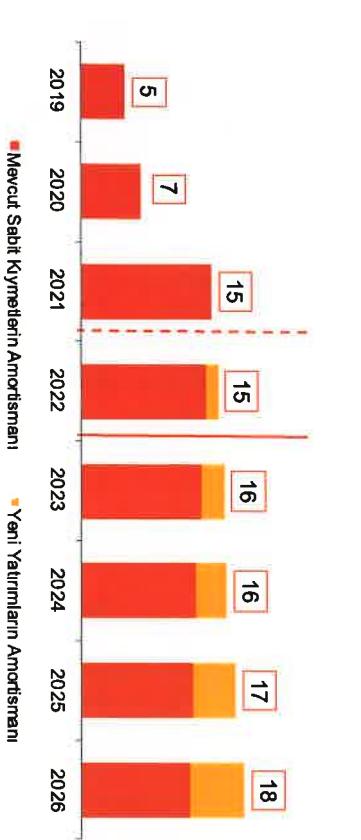
## Yatırım Harcamaları (m TL)



## Güvence Bedelleri (m TL)



## Amortisman Giderleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilmekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir. EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ısınma için kombi 733 TL, merkezi sistem 650 TL, ocak/şofben için ise 125 TL olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısınma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben güvence bedelinin %30'undan toplanacağı öngörülmekle birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimimi, PwC Analizi

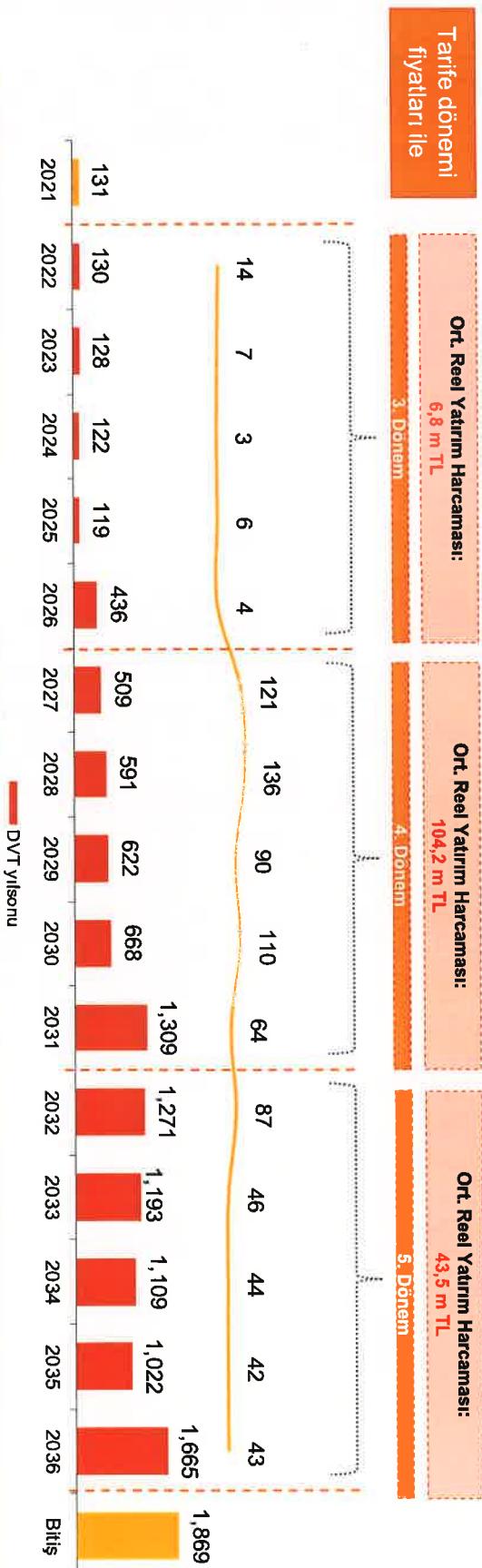
Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

# Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplamalar ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Erzincan'ın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaştırılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerken, amortisman tutları düşülverek ve tarife dönemlerinin sonunda gerekli düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.



Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre sağdaki formülü kullanılarak hesaplanmaktadır.  
Lisans süresinin 2036 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımları yapılmamamıştır.

## DVT Hesaplaması

$$DVT_0 = \left[ BVT - \left( \frac{BVT}{IS} \times (n-r+1) \right) \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_{BVT}} + \sum_{i=1}^n \left( Y_i - \frac{Y_{i-1} \times (n-i+1)}{IS} \right) \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i}$$

- i : BVT belirlenen yıldan itibaren yılları,

- r : BVT belirlenen yılı,

- n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılını,

- DVT0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,

- BVT : BVT değerini,

- i : i yılı net yatırım değerini,

- IS : İfta süresini,

- TÜFEb : (ud) tarife uygulama dönemine ait gelir gereksinimi hesaplamalarında yer alan tutarla baz olan TÜFEyi,

- TÜFEBVT : BVT hesaplamalarında esas alınan TÜFEyi,

- TÜFEi : i yılının hazırlan aylı açıklanan TÜFEyi gösterir

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

# Net İşletme Sermayesi

Değerlendirme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleştirilen yıllık bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NIS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

Net İşletme Sermayesi (NIS) m TL	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ticari Alacaklar	14	13	26	35	33	30	31	33
Diger Ticari Alacaklar	0	0	-	0	0	0	0	0
Stoklar	1	1	2	2	2	2	2	2
Gelir Tahakkukları	10	13	15	14	13	13	13	14
Diger Dönem Varlıklar	1	(1)	1	-	-	-	-	-
<b>Dönen Varlıklar</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>41</b>	<b>52</b>	<b>49</b>	<b>45</b>	<b>46</b>	<b>49</b>
Ticari Borçlar	20	21	61	60	48	36	31	30
Diger Kısa Vadeli Yükümlülükler	17	23	2	4	3	2	2	2
<b>Kısa Vadeli Yükümlülükler</b>	<b>37</b>	<b>44</b>	<b>63</b>	<b>64</b>	<b>51</b>	<b>38</b>	<b>33</b>	<b>32</b>
<b>Net İşletme Sermayesi</b>	<b>(12)</b>	<b>(18)</b>	<b>(22)</b>	<b>(12)</b>	<b>(2)</b>	<b>8</b>	<b>14</b>	<b>17</b>
NIS / Gaz Satışları								
	<b>-%6.2</b>	<b>-%7.1</b>	<b>-%7.2</b>	<b>-%1.6</b>	<b>-%0.3</b>	<b>%1.3</b>	<b>%2.2</b>	<b>%2.6</b>
<b>NIS Değişimi</b>	<b>(6)</b>	<b>(5)</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gaza yönelik serbest ve serbest olmayan abonelerden alacakları içermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca ticari alacak gün sayısı 30 olarak öngörlülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve sarf malzemelerden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için stok gün sayısı 3 olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için 15 olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar; doğal gaz alım tedarikçilerine ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAS'a ödenmeyen ve mevcut durumda taksitlendirilerek ödeneen borçlar NIS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmamıştır. Yıllık analizler sonucu ortalama doğal gaz alım sözleşmeleri için ticari borç gün sayısı 65, diğer tedarikçilere için uygulanan borç gün sayısı 27 olarak hesaplanmaktadır.

Diger kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için %1,3 olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Alacak Gün Sayısı				
Stok Gün Sayısı				
Gelir Tahakkukları Gün Sayısı				
Diger Dönem Varlıklar Gaz Satışlarına Oranı %				
D. Gaz Borç Gün Sayısı				
Diger Tedarikçiler Borç Gün Sayısı				
Diger Kısa Vadeli Yükümlülükler Giderlere Oranı %				

# İndirgenmiş Nakit Akımları

## ERZİNCAN

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan ERZİNCAN'ın 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **302 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

	<b>m TL</b>	<b>MY19</b>	<b>MY20</b>	<b>MY21</b>	<b>9A22</b>	<b>MY22</b>	<b>MY23</b>	<b>MY24</b>	<b>MY25</b>	<b>MY26</b>	<b>//</b>	<b>MY36</b>
Gelirler												
Satılan Doğal Gaz Maliyeti		107	128	164	223	364	348	318	324	348	1,117	
Brüt Kar		(76)	(91)	(115)	(131)	(276)	(161)	(138)	(134)	(134)	(331)	
Brüt Kar Marjı (%)		31	37	49	91	89	127	157	186	214	786	
Genel Yönetim Giderleri		%29	%29	%30	%41	%24	%37	%49	%57	%61	%70	
Faaliyet Giderleri		(7)	(9)	(18)	(11)	(9)	(12)	(15)	(17)	(19)	(70)	
FAVÖK		17	19	20	64	65	93	114	136	157	555	
FAVÖK Marj (%)		%16	%15	%12	%29	%18	%27	%36	%42	%45	%50	
Amortisman		(5)	(7)	(15)	(12)	(15)	(16)	(16)	(17)	(18)	(83)	
FvÖK		12	13	5	53	49	77	97	118	139	471	
FvÖK Marj												
Kurumlar Vergisi												
Amortisman (-)												
Operasyonel Nakit Akımları												
NIS Değişimi												
Güvence Bedeli Değişimi												
Yatırım Harcamaları												
Serbest Nakit Akımları												
AOSM												
Kısmi Dönem Etkisi												
Ortalama Dönem Etkisi												
İndirgenme Oranı												
İndirgenmiş Nakit Akımı												
<b>m TL</b>												
İndirgenmiş Nakit Akımı (2022-2036)		224										
Nihai DVT - Güvence B.		56										
Net İşletme Sermayesi (2021)		(22)										
İmtiyaz Södərgəsi Dəri		302										
<b>Değer</b>												
<b>m TL</b>												
Nihai DVT												
Güvence Bd.												
Nihai DVT - Güvence B.												
İşkonto Faktörü												
<b>Değer</b>												
<b>56</b>												

\*9 aylık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

Ahlacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

94

# Gelir Yaklaşımı

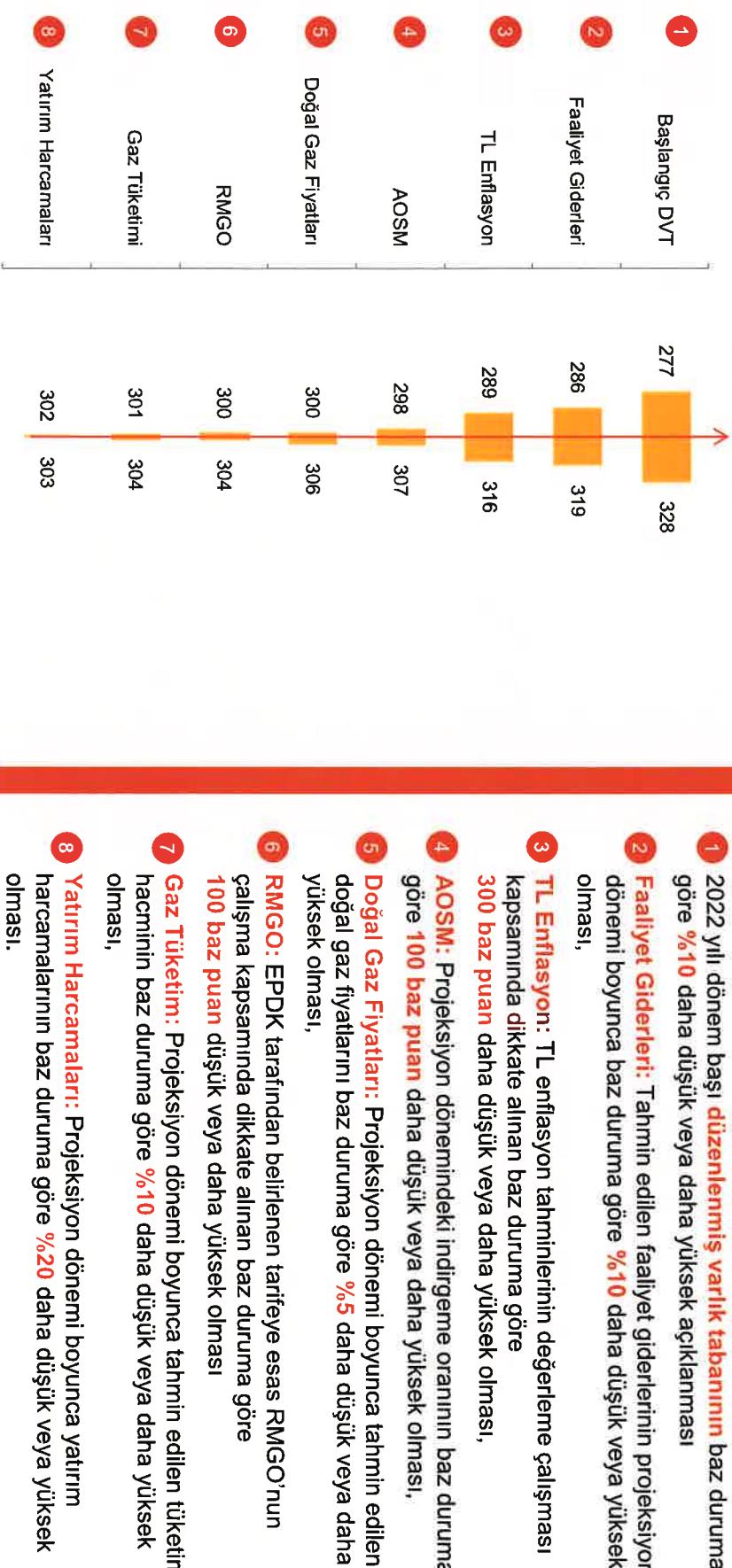
## Duyarlılık Analizi - Erzincan

ERZINCAN'ın değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı**, **AOSM**, **RMGO**, **faaliyet giderleri**, **gaz tüketimi**, **doğal gaz fiyatları** kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamında 31 Mart 2022 itibarıyle şirket değeri **277 milyon TL** ile **328 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

### Duyarlılık Analizi

**302 m TL**

Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

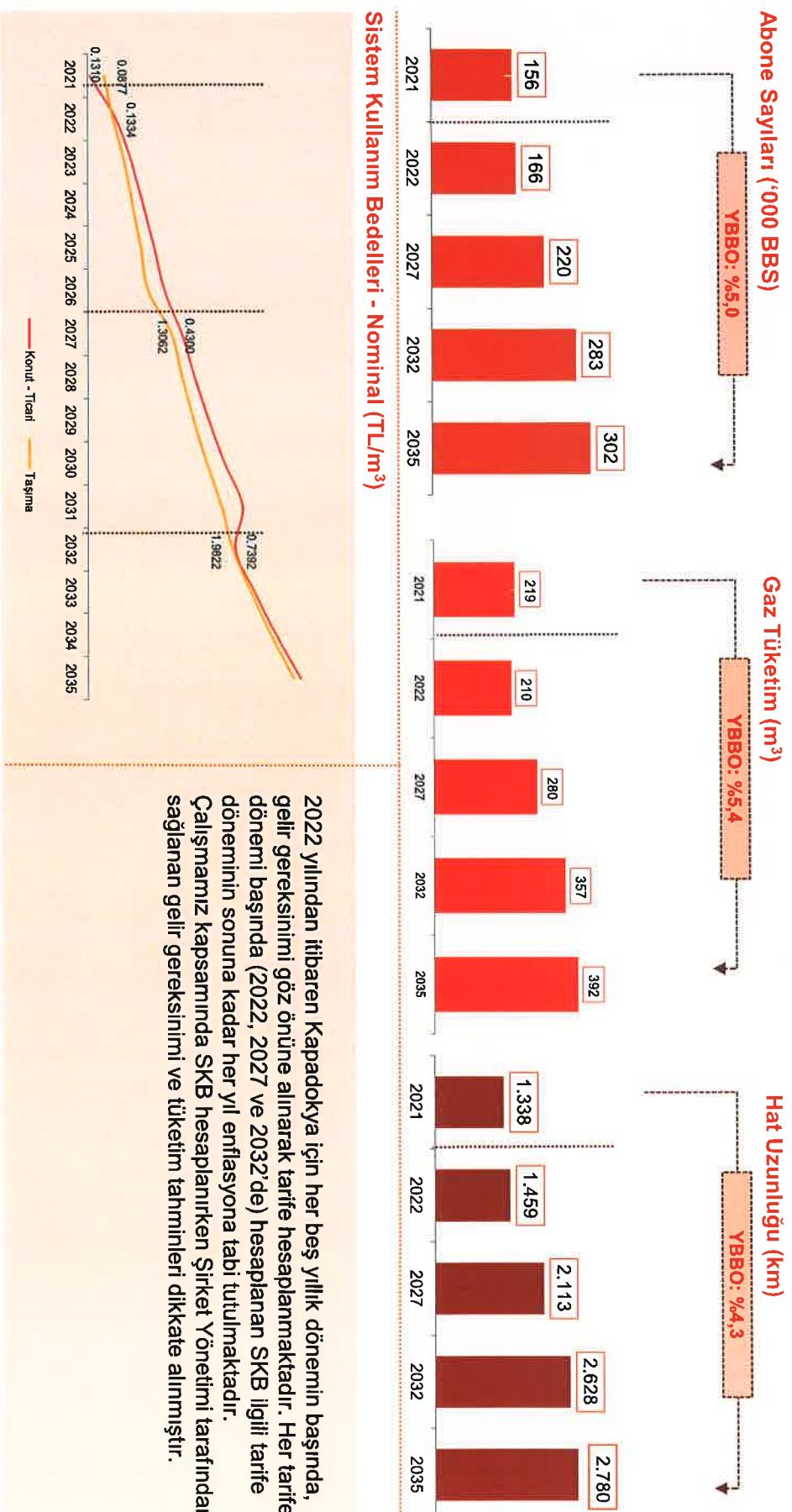


- 1 Başlangıç DVT:** 2022 yılı dönem başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklaması
- 2 Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması,
- 3 TL Enflasyon:** TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 4 AOSM:** Projeksiyon dönemindeki indirgeme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 5 Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 6 RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması
- 7 Gaz Tüketim:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 8 Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması.

# KAPADOKYA



# Abone Sayıları ve Gaz Tüketicimi Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlâcî Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

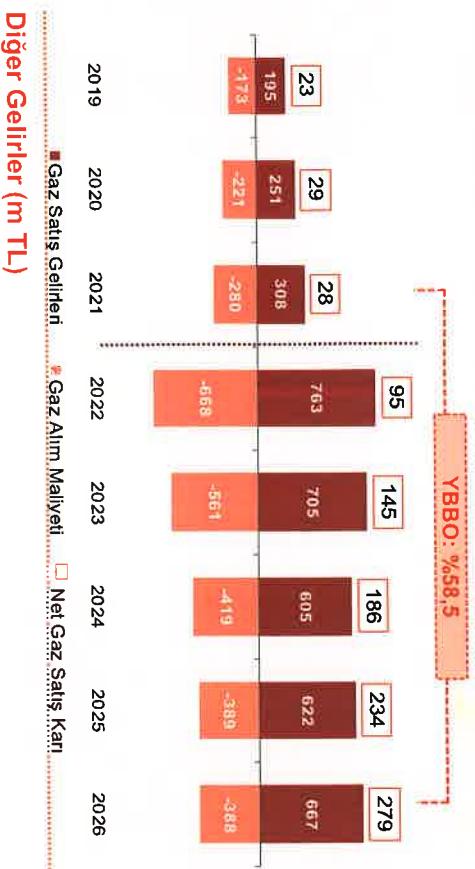
PwC

Gizli ve Özel

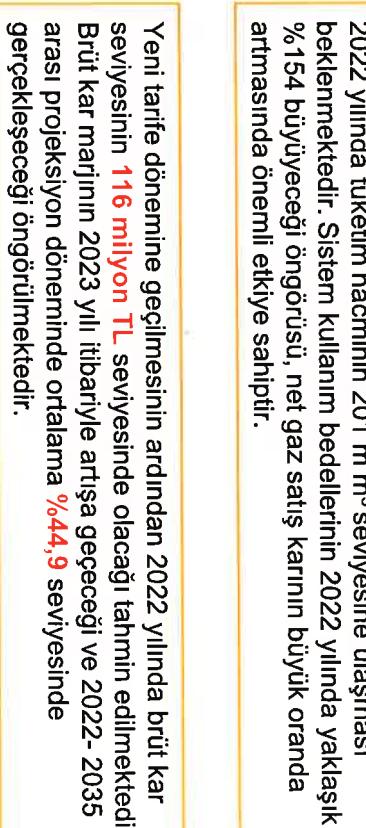
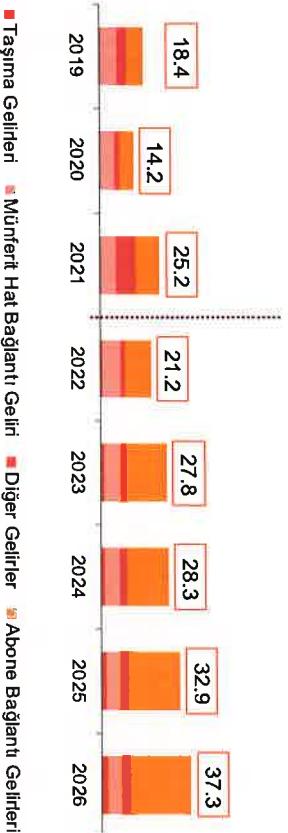
# Gelirler & Brüt Kar

2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli mikarda artacağı tahmin edilmektedir. Karlılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artışın, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

## Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)



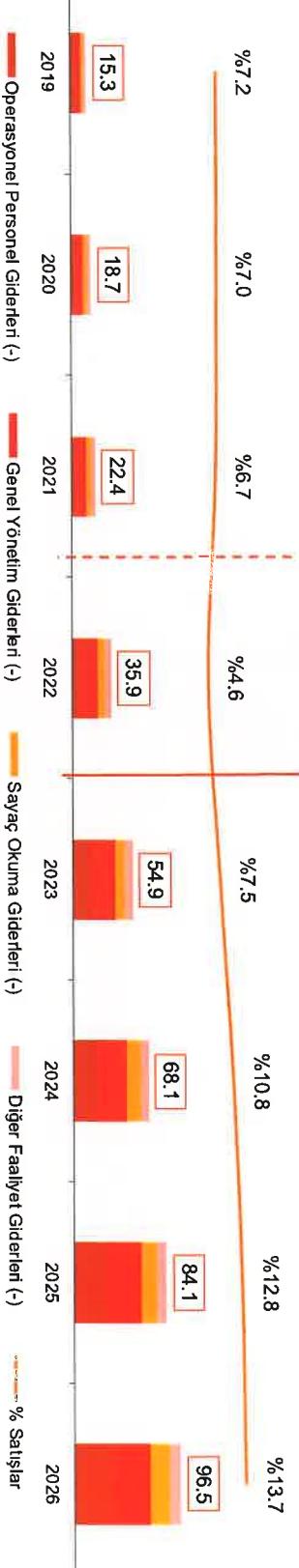
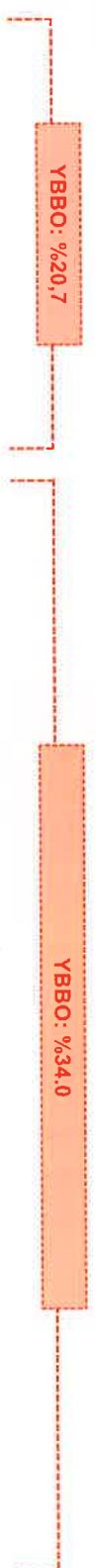
## Diger Gelirler (m TL)



## Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların **%6-7** aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama **%8,1** seviyesinde gerçekleşeceği öngörmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri ve diğer giderlerden oluşturmaktadır.

### Faaliyet Giderleri (m TL)



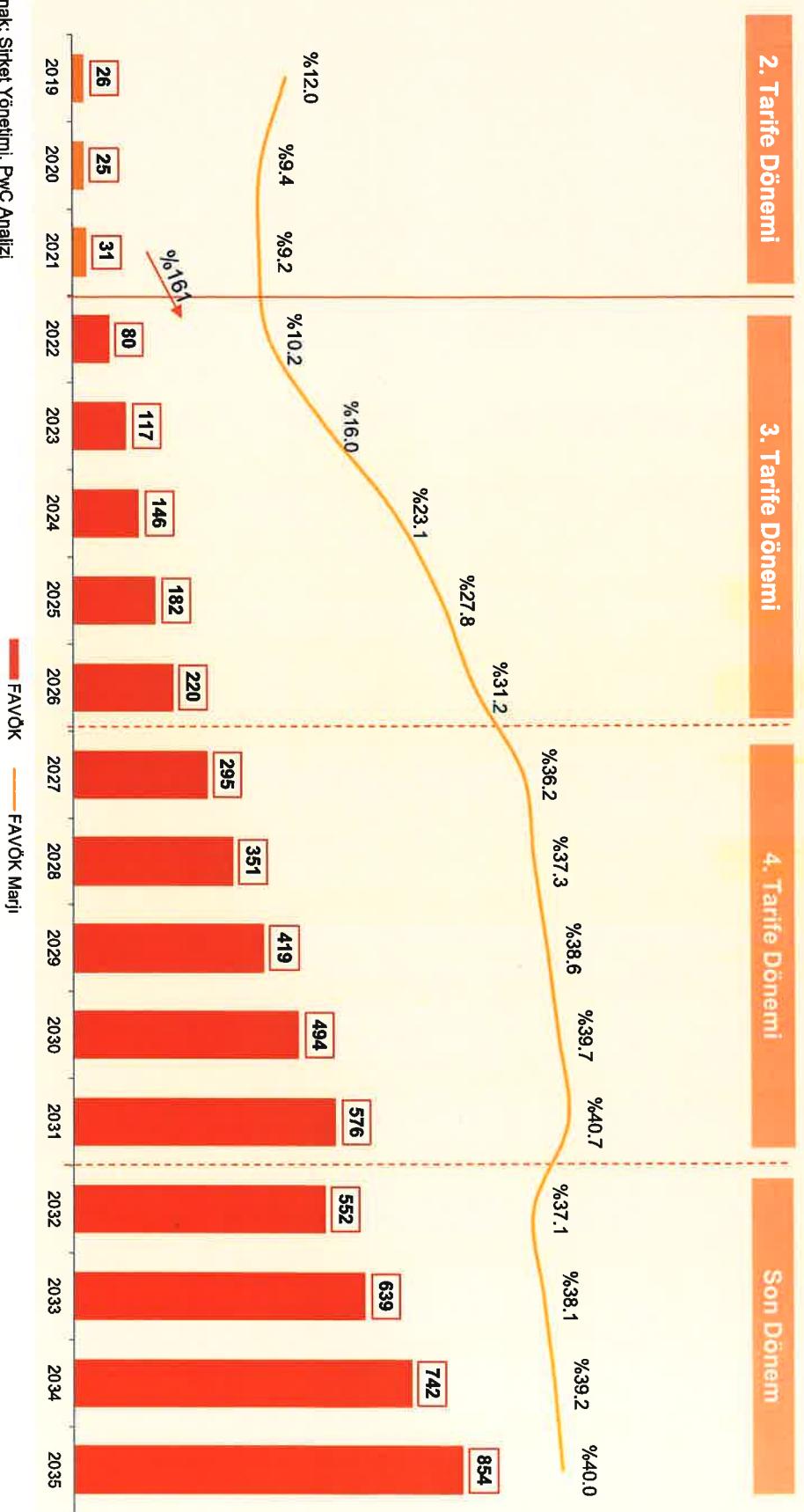
2021 yılında Şirket'in faaliyet giderlerinin yaklaşık **%24'ü** operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibarıyle ortalama 61 olarak gerçekleşeceği öngörülen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde 116'ya çıkacağı beklennmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılın enflasyon orani kadar artacağı öngörmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%31**'in oluşturacağı öngörmektedir.

Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin **%38**'ini oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 11 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın enflasyon orani kadar artacağı öngörmektedir. 2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%20'sini** oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon oranı ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık **%22** oranında artacağı öngörmektedir.

# FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%161** artış göstererek yaklaşık **80 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceği öngörmektedir. FAVÖK marjinin üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%33** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

## FAVÖK (m TL)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

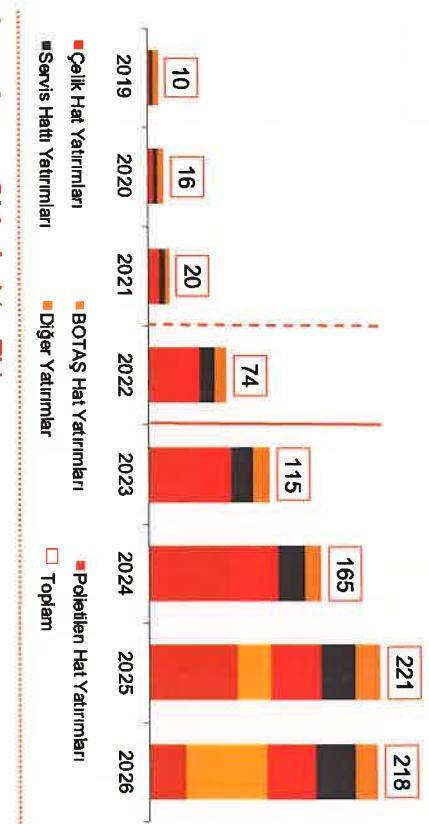
Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

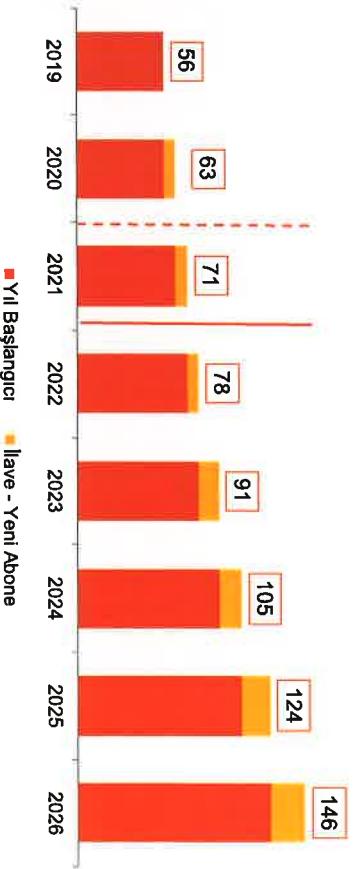
# Yatırım Harcaması Ve Amortisman

2022-2035 yılları arasında **1.274 km** polietilen ve **186,3 km** çelik hat yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **607,8 km**'lik servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. 2022-2035 yılları arasında tarife başı fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **88 milyon TL** yatırım harcaması ile yaklaşık **2.887 milyon TL** yatırım yapılması hedeflenmektedir.

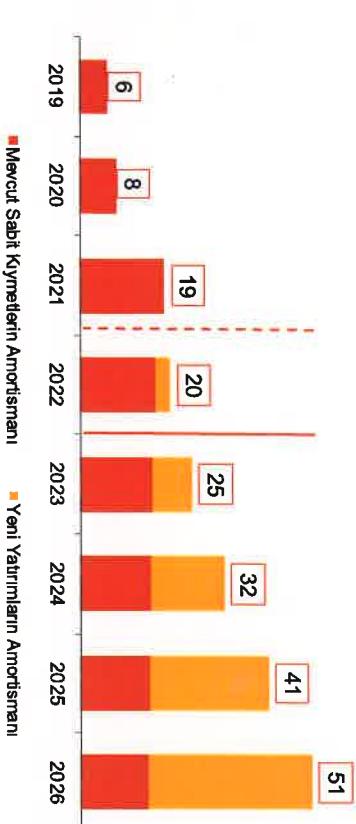
## Yatırım Harcamaları (m TL)



## Güvence Bedelleri (m TL)



## Amortisman Giderleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilmekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ısınma için kombi **733 TL**, merkezi sistem **650 TL**, ocak/şofben için ise **125 TL** olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısınma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben güvence bedelinin %30'ından toplanacağı öngörmekle birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatçı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

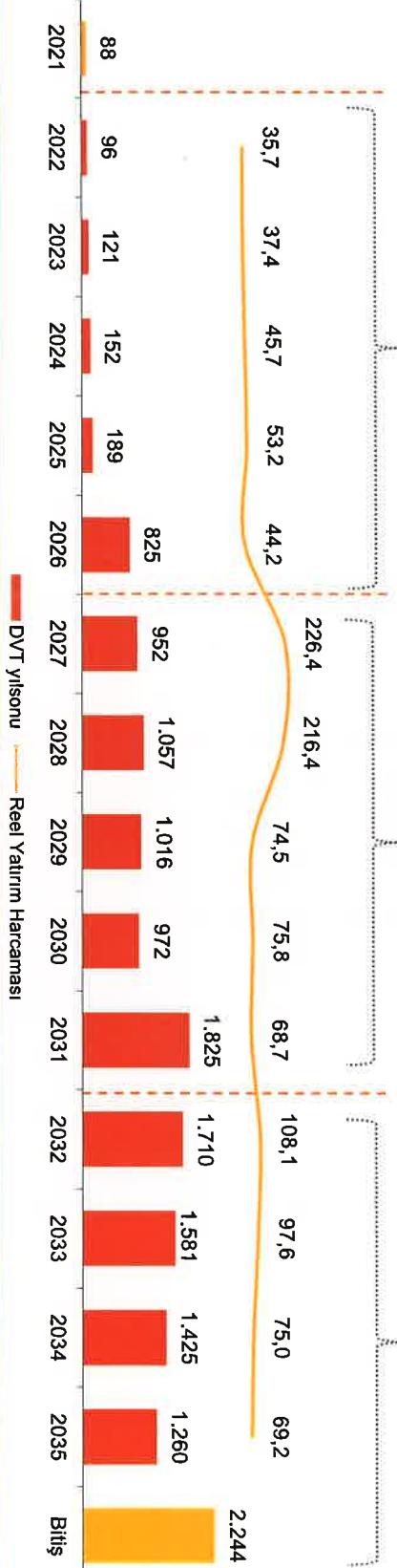
PwC

Gizli ve Özel

# Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Kapadokya'nın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaştırılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerek, amortisman tutarları düşürebek ve tarife dönemlerinin sonunda gereklili düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.

Tarife dönemi fiyatları ile	Ort. Reel Yatırım Harcaması: 43,2 m TL
3. Dönem	Ort. Reel Yatırım Harcaması: 132,4 m TL
4. Dönem	Ort. Reel Yatırım Harcaması: 70,0 m TL
5. Dönem	



Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre aşağıdaki formül kullanılarak hesaplanmaktadır.

Lisans süresinin 2035 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımları yapılmamıştır.

## DVT Hesaplaması

$$DVT_0 = \left( BVT - \left[ \frac{BVT \times (n-r+1)}{IS} \right] \times \frac{\overline{TÜFE}_b}{\overline{TÜFE}_{BVT}} + \sum_{i=1}^n \left( Y_i - \frac{Y_i \times (n-i+1)}{IS} \right) \times \frac{\overline{TÜFE}_b}{\overline{TÜFE}_i} \right)$$

i : BVT belirlenen yıldan itibaren yılanı,

r : BVT belirlenen yıl,

n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılını,

DVT0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,

BVT : BVT değerini,

Yi : i yılı net yatırım değerini,

IS : İfta süresini,

TÜFEb : (ud) tarife uygulama dönemine ait gelir gereksinimi hesaplamalarında yer alan tutarıyla baz olan TÜFEyi,

TÜFEBVT : BVT hesaplamalarında esas alınan TÜFEyi,

TÜFEi : i yılının hazırlan aylı aylık TÜFE'yi gösterir

# Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleştirilen yıllık bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NİS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

## Net İşletme Sermayesi (NİS)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ticari Alacaklar	24	22	44	75	69	60	61	66
Diger Ticari Alacaklar	0	4	0	0	0	0	0	0
Stoklar	1	2	3	3	4	6	8	10
Gelir Tahakkukları	23	25	28	51	47	40	42	45
Diger Dönem Varlıklar	0	0	(0)	-	-	-	-	-
<b>Dönen Varlıklar</b>	<b>49</b>	<b>52</b>	<b>74</b>	<b>129</b>	<b>121</b>	<b>106</b>	<b>111</b>	<b>120</b>
Ticari Borçlar	46	44	80	143	121	91	85	85
Diger Kısa Vadeli Yükümlülükler	1	1	3	14	12	9	9	9
<b>Kısa Vadeli Yükümlülükler</b>	<b>46</b>	<b>45</b>	<b>83</b>	<b>157</b>	<b>133</b>	<b>100</b>	<b>93</b>	<b>94</b>
<b>Net İşletme Sermayesi</b>	<b>3</b>	<b>8</b>	<b>(9)</b>	<b>(26)</b>	<b>(12)</b>	<b>6</b>	<b>18</b>	<b>26</b>
<b>NİS / Gaz Satışları</b>	<b>%1,5</b>	<b>%3,1</b>	<b>-%2,9</b>	<b>-%3,6</b>	<b>-%1,6</b>	<b>%1,0</b>	<b>%2,8</b>	<b>%4,0</b>
<b>NİS Değişimi</b>	<b>5</b>	<b>(17)</b>	<b>(19)</b>	<b>16</b>	<b>18</b>	<b>11</b>	<b>9</b>	

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gaza yönelik serbest ve serbest olmayan abonelerden alacakları içermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca ticari alacak **gün sayısı 30** olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve saflar malzemelerinden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için **stok gün sayısı 4** olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için **24** olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar; doğal gaz alım tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAŞ'a ödenmemeyen ve mevcut durumda taksitlendirilerek ödeneen borçlar NİS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmamıştır. Yıllık analizler sonucu ortalamaya doğal gaz alım sözleşmeleri için ticari borç **gün sayısı 65**, diğer tedarikçilere için uygulanan borç **gün sayısı 18** olarak hesaplanmaktadır.

Diger kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için **%2,0** olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Alacak Gün Sayısı	38	28	32	30
Stok Gün Sayısı	4	5	4	4
Gelir Tahakkukları Gün Sayısı	42	34	31	24
Diger Dönem Varlıklar-Gaz Satışlarına Oranı %	%0,1	%0,1	-%0,1	%0,0
D-Gaz Borç Gün Sayısı	80	60	62	65
Diger Tedarikçiler Borç Gün Sayısı	11	21	119	18
Diger Kısa Vadeli Yükümlülükler Giderlere Oranı %	%0,4	%0,5	%1,0	2,9%

# İndirgenmiş Nakit Akımları KAPADOKYA

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan KAPADOKYA'nın 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **254 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

	MY19	MY20	MY21	9/22	MY22	MY23	MY24	MY25	MY26	// MY35
<b>Çeşitler</b>										
Satılan Doğal Gaz Maliyeti	213	265	333	499	784	733	633	655	704	2,133
Brüt Kar	(173)	(221)	(280)	(403)	(668)	(561)	(419)	(389)	(388)	(972)
Brüt Kar Məri (%)	41	44	53	96	116	172	214	266	316	1,162
Genel Yönetim Giderleri	%19	%16	%16	%19	%15	%24	%34	%41	%45	%54
Faaliyet Giderleri	(6)	(7)	(9)	(10)	(17)	(22)	(26)	(29)	(33)	(98)
FAVOK	26	25	31	57	80	117	146	182	220	854
FAVOK Məri (%)	%12	%9	%9	%11	%10	%16	%23	%28	%31	%40
Amortisman	(6)	(8)	(19)	(16)	(20)	(25)	(32)	(41)	(51)	(144)
FvÖK	19	17	12	41	60	93	115	141	169	710
FvÖK Məri										
Kurumlar Vergisi	2				(11)	(16)	(21)	(27)	(107)	
Amortisman (-)	16				25	32	41	51	144	
<b>Operasyonel Nakit Akımları</b>										
NIS Değişimi	59				107	130	161	193	747	
Güvence Bedeli Değişimi	19				(16)	(18)	(11)	(9)	(16)	
Yatırım Harcamaları	5				14	16	20	25	61	
<b>Serbest Nakit Akımları</b>										
AOSM	9				(11)	(36)	(51)	(9)	573	
Kısmi Dönem Etkisi										
Ortalama Dönem Etkisi										
İndirgenme Oranı										
İndirgenmiş Nakit Akımı	7				(6)	(16)	(18)	(3)	36	
<b>mTL</b>										
İndirgenmiş Nakit Akımı (2022-2035)	213				2,244					
Nihai DVT - Güvence B.	32				1,680					
Net İşleme Sermayesi (2021)	(9)				564					
<b>İmtyaz Sözleşmesi Değeri</b>	254				0,06					
<b>Değer</b>					32					

\*g aylık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi  
Ahlacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

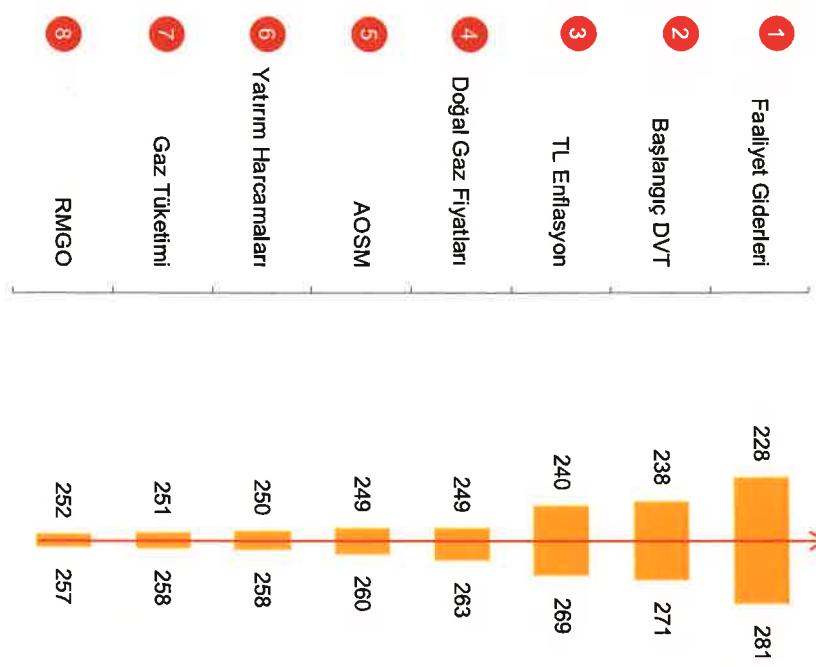
# Gelir Yaklaşımı

## Duyarlılık Analizi - Kapadokya

KAPADOKYA'nın değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı**, **AOSM**, **RMGO**, **faaliyet giderleri**, **gaz tüketimi**, **doğal gaz fiyatları**, **RMGO**, **faaliyet giderleri ve yatırım harcamaları** parametreleri kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamında 31 Mart 2022 itibarıyle şirket değeri **228 milyon TL** ile **281 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

### Duyarlılık Analizi

**254 m TL**



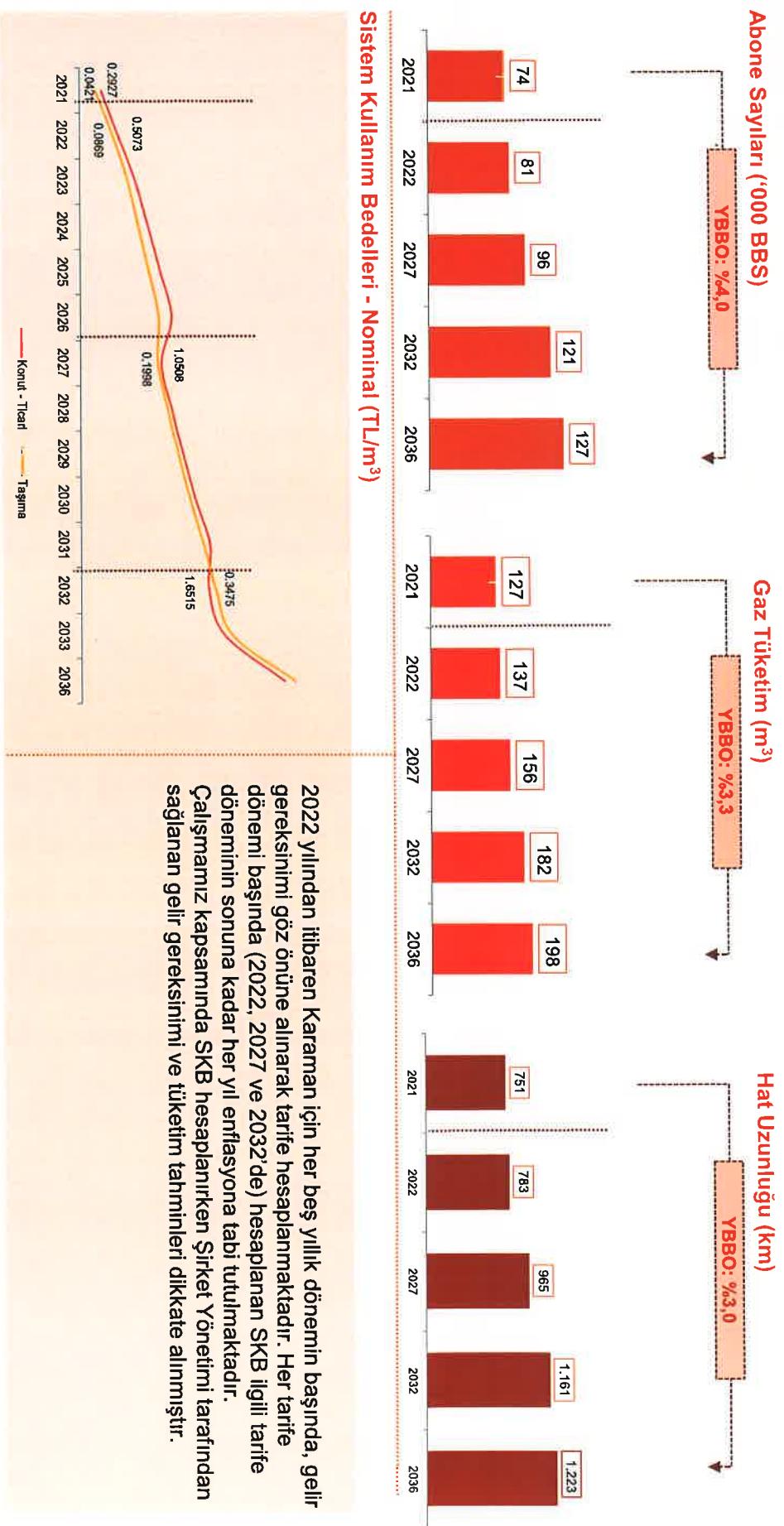
Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

- 1 Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması,
- 2** 2022 yılı başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklaması
- 3** TL Enflasyon: TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 4** **Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması
- 5** **AOSM:** Projeksiyon dönemindeki indirgeme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 6** **Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması.
- 7** **Gaz Tüketim:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 8** **RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması

# KARAMAN



# Abone Sayıları ve Gaz Tüketimi Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.  
PwC

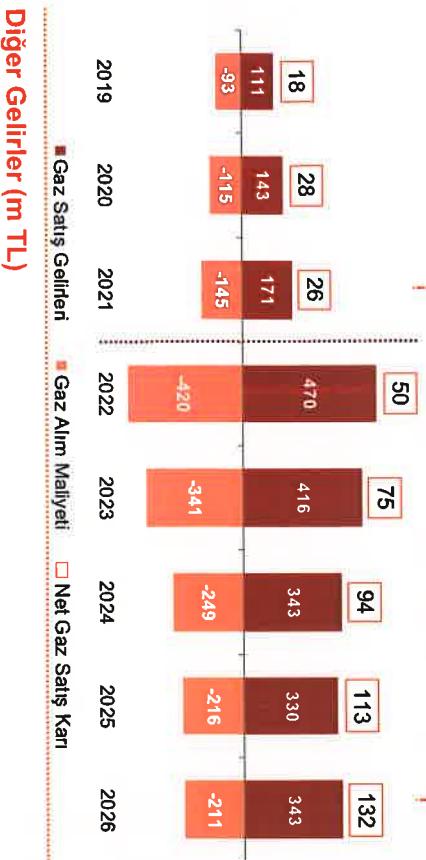
Gizli ve Özel

# Gelirler & Brüt Kar

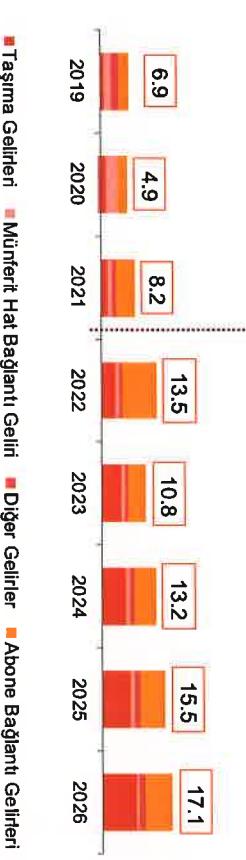
2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli miktarda artacağı tahmin edilmektedir. Karılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artış, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

## Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)

YBBO: %37,9

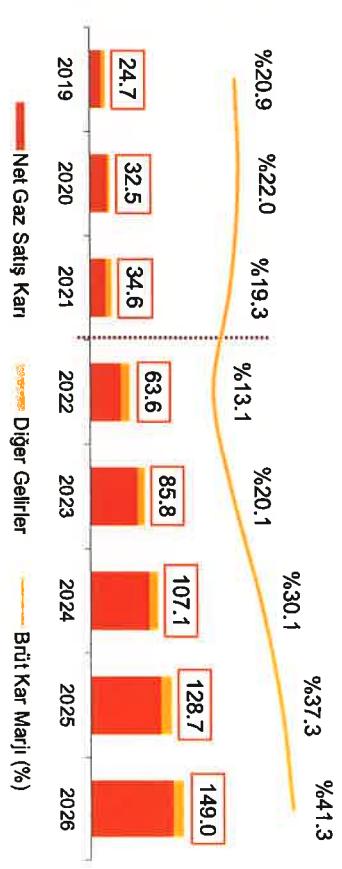


## Diger Gelirler (m TL)



## Brüt Kar (m TL)

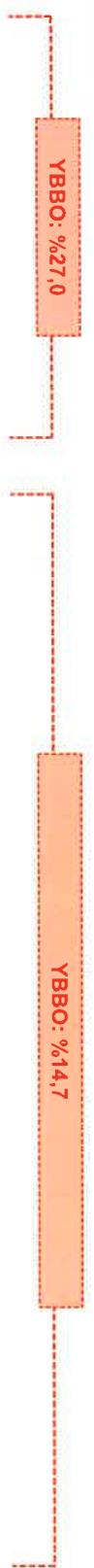
Yeni tarife dönemine geçilmesinin ardından 2022 yılında brüt kar seviyesinin **64 milyon TL** seviyesinde olacağının tahmin edilmektedir. Brüt kar marginin 2023 yılı itibarıyle artışı geleceğinin ve 2022-2036 arası projeksiyon döneminde ortalama **%38,4** seviyesinde gerçekleşeceğini öngörmektedir.



## Faaliyet Giderleri

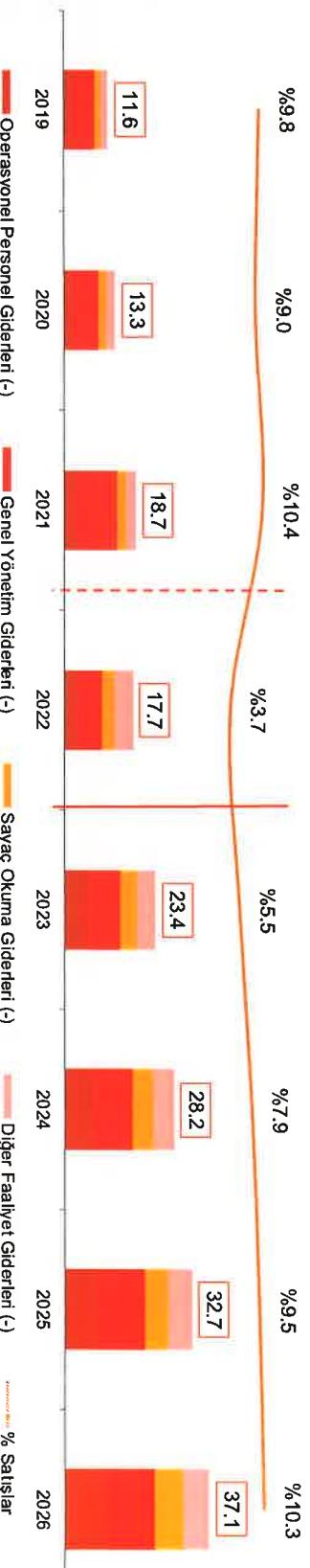
2019-2021 yılları arasında satışların **%9-10** aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama **%7,4** seviyesinde gerçekleşeceği öngörmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri ve diğer giderlerden oluşturmaktadır.

### Faaliyet Giderleri (m TL)



YBBO: %7,0

YBBO: %14,7



2021 yılında Şirket'in faaliyet giderlerinin yaklaşık **%19**'u

operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibarıyle ortalama 39 olarak gerçekleşeceği öngörülen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde de sabit kalması beklenmektedir.

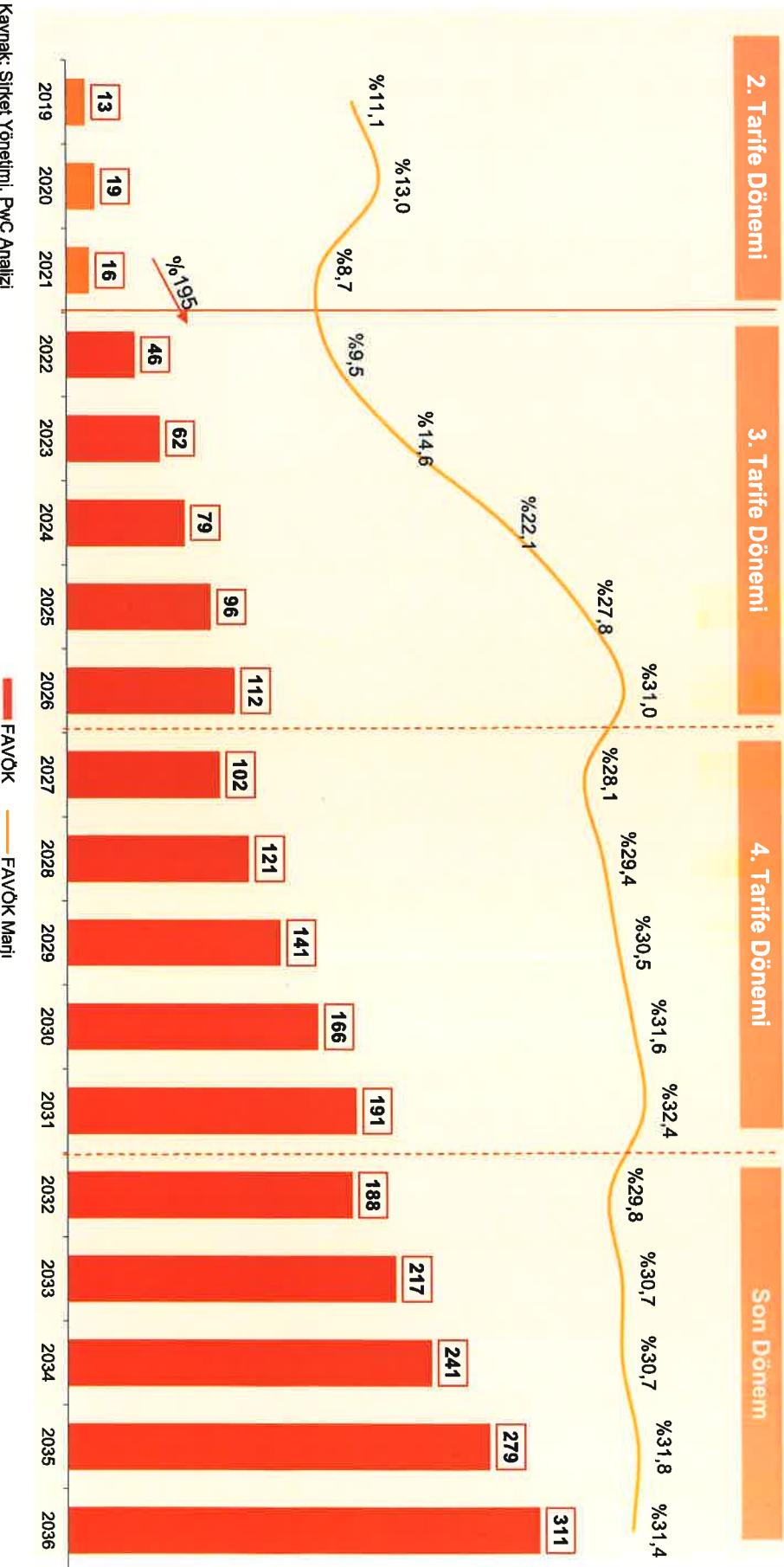
Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%24**'ünü oluşturacağı öngörmektedir.

Genel Yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin **%53**'ünü oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 6 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörmektedir. 2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%13**'unu oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon oranı ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık **%21** oranında artacağı öngörmektedir.

## FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%195** artışı göstererek yaklaşık **46 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceğini öngörmektedir. FAVÖK marjinin üçüncü tarife döneminde artışa gecerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%27** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

### FAVÖK (m TL)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

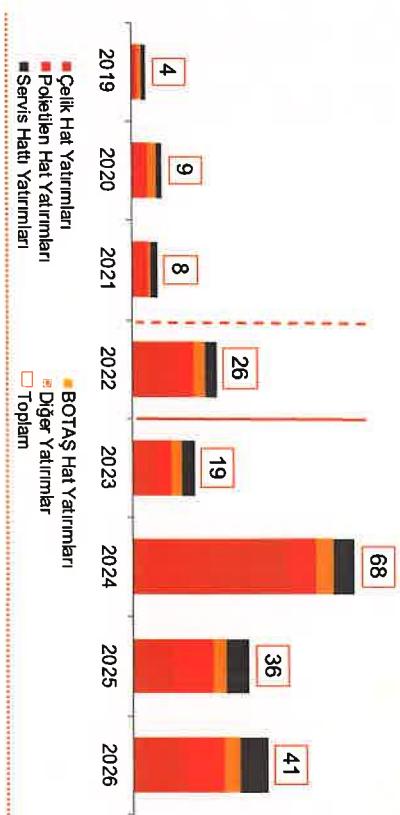
PwC

Gizli ve Özel

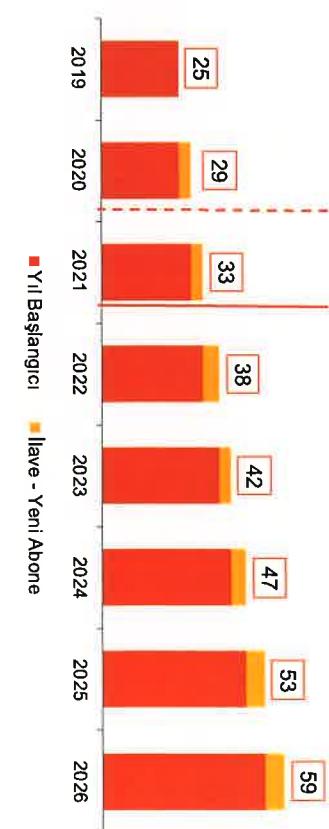
# Yatırım Harcaması Ve Amortisman

2022-2036 yılları arasında **390,7 km** polietilen ve **81,1 km** çelik hat yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **166,5 km**'lik servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. 2022-2036 yılları arasında tarife başı fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **22 milyon TL** yatırım harcaması ile yaklaşık **1.057 milyon TL** yatırım yapılması hedeflenmektedir.

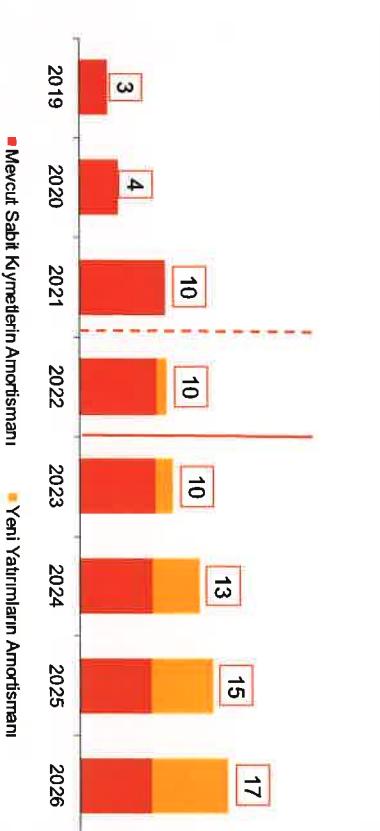
## Yatırım Harcamaları (m TL)



## Güvence Bedelleri (m TL)



## Amortisman Giderleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilmekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ısınma için kombi **733 TL**, merkezi sistem **650 TL**, ocak/şoffen için ise **125 TL** olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısınma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şoffen güvence bedelinin %30'undan toplanacağı öngörülmekle birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

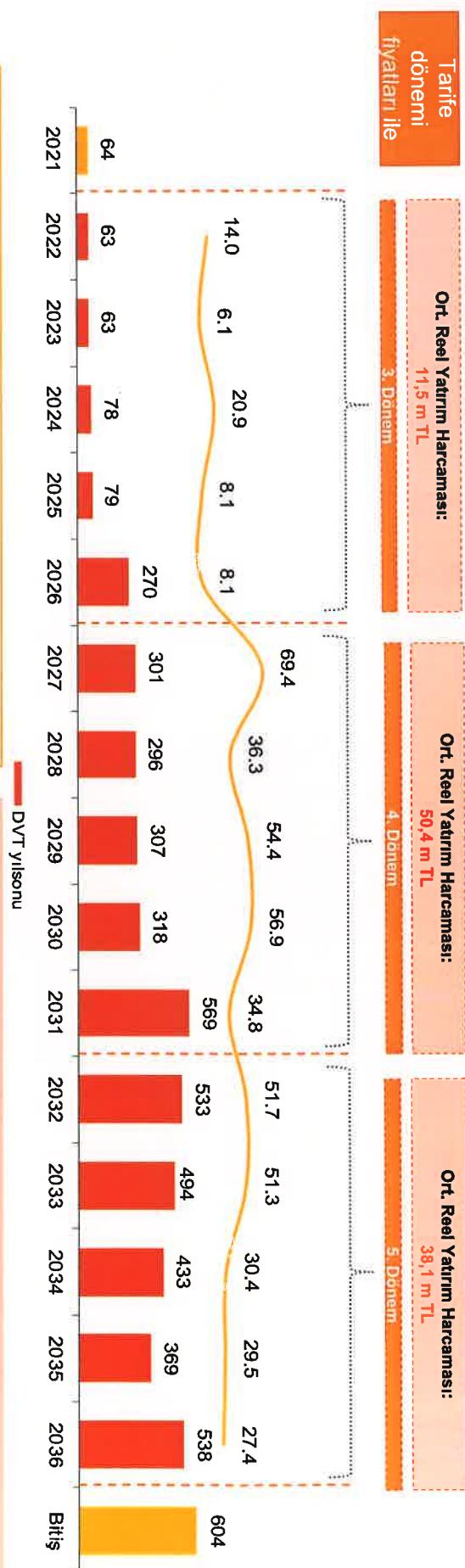
Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

# Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Karaman'ın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaşılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerek, amortisman tutarları düşürebek ve tarife dönemlerinin sonunda gereklili düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.



Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre sağdaki formülü kullanılarak hesaplanmaktadır.  
Lisans süresinin 2036 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımları yapılmamıştır.

## DVT Hesaplaması

$$DVT_0 = \left[ BVT - \left[ \frac{BVT \times (n-r+1)}{IS} \right] \times \frac{TÜFE_b + \sum_{i=1}^n \left( Y_i - \frac{Y_i \times (n-i+1)}{IS} \right) \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i}}{TÜFE_{BVT}} \right]$$

- i : BVT belirlenen yıldan itibaren yılları,

- r : BVT belirlenen yılı,

- n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılı,

- DVT0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,

- BVT : BVT değerini,

- Yi : i yılı net yatırım değerini,

- IS : İfta süresini,

- TÜFEb : (ud) tarife uygulama dönemine ait gelir gereksinimi hesaplamalarında yer alan tutarla baz olan TÜFE'yi,

- TÜFEBVT : BVT hesaplamalarında esas alınan TÜFE'yi,

- TÜFEi : i yılının hazırlan ayı için açıklanan TÜFE'yi gösterir

# Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleştirilen yıllık bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NIS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

## Net İşletme Sermayesi (NIS) mTL

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ticari Alacaklar	15	13	27	47	41	34	33	35
Diger Ticari Alacaklar	5	9	-	0	0	0	0	0
Stoklar	1	1	1	1	1	2	2	2
Gelir Tahakkukları	9	7	6	33	29	24	23	24
Diger Dönem Varlıklar	0	0	0	-	-	-	-	-
<b>Dönen Varlıklar</b>	<b>29</b>	<b>30</b>	<b>33</b>	<b>81</b>	<b>72</b>	<b>60</b>	<b>58</b>	<b>61</b>
Ticari Borçlar	22	20	40	90	73	53	46	45
Diger Kısa Vadeli Yükümlülükler	1	1	2	8	7	5	4	4
<b>Kısa Vadeli Yükümlülükler</b>	<b>23</b>	<b>21</b>	<b>42</b>	<b>98</b>	<b>80</b>	<b>58</b>	<b>51</b>	<b>50</b>
<b>Net İşletme Sermayesi</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>(9)</b>	<b>(17)</b>	<b>(8)</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>11</b>
NIS / Gaz Satışları	%5.4	%6.0	-%5.3	-%3.7	-%1.8	%0.6	%2.3	%3.3
<b>NIS Değişimi</b>	<b>3</b>	<b>(18)</b>	<b>(8)</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>4</b>

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gaza yönelik serbest ve serbest olmayan abonelerden alacakları içermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca **ticari alacak gün sayısı 30** olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve saflar malzemelerden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için **stok gün sayısı 3** olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için **25** olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar; doğal gaz alm tedarikçilerine ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAS'a ödenmeyen ve mevcut durumda taksitlenenlerin ödenebileceği borçlar NIS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmıştır. Yıllık analizler sonucu ortalama doğal gaz alm sözleşmeleri için **ticari borç gün sayısı 65**, **diger tedarikçilere için uygulanan borç gün sayısı 7** olarak hesaplanmaktadır.

Diger kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için **%1,9** olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Alacak Gün Sayısı				
Stok Gün Sayısı	40	29	35	30
Gelir Tahakkukları Gün Sayısı	4	3	2	3
Diger Dönem Varlıklar Gaz Satışlarına Oranı %	%0,1	%0,3	%0,1	%0,0
D.Gaz Borç Gün Sayısı	72	55	65	65
Diger Tedarikçiler Borç Gün Sayısı	10	6	5	7
Diger Kısa Vadeli Yükümlülükler Giderlere Oranı %	%1,0	%1,0	%1,2	1,8%

# İndirgenmiş Nakit Akımları

## KARAMAN

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan KARAMAN'ın 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **166 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

	<b>m TL</b>	<b>MY19</b>	<b>MY20</b>	<b>MY21</b>	<b>9x22</b>	<b>MY22</b>	<b>MY23</b>	<b>MY24</b>	<b>MY25</b>	<b>MY26</b>	<b>// MY36</b>
Gelirler											
Satılan Doğal Gaz Maliyeti		118	147	180	332	484	427	356	345	360	990
<b>Brüt Kar</b>	<b>%21</b>	(93)	(115)	(145)	(266)	(420)	(341)	(249)	(216)	(211)	(555)
Faaliyet Giderleri		25	33	34	66	64	86	107	129	149	455
<b>Genel Yönetim Giderleri</b>	<b>%19</b>										
Faaliyet Giderleri		(6)	(7)	(11)	(8)	(6)	(8)	(10)	(11)	(13)	(49)
<b>FAVÖK</b>	<b>%13</b>										
FAVÖK Məri (%)		13	19	16	47	46	62	79	96	112	311
Amortisman		(3)	(4)	(10)	(8)	(10)	(10)	(13)	(15)	(17)	(55)
<b>FVÖK</b>	<b>10</b>	<b>15</b>	<b>6</b>	<b>39</b>	<b>36</b>	<b>52</b>	<b>66</b>	<b>81</b>	<b>95</b>	<b>257</b>	
<b>FVÖK Məri</b>											
Kumular Vergisi		(3)	(7)	(10)	(10)	(7)	(10)	(13)	(16)	(16)	(34)
Amortisman (-)		8	10	13	15	13	15	15	17	17	55
<b>Operasyonel Nakit Akımları</b>	<b>44</b>	<b>56</b>	<b>69</b>	<b>83</b>	<b>96</b>	<b>95</b>	<b>96</b>	<b>96</b>	<b>96</b>	<b>277</b>	
NIS Değişimi		4	4	10	10	6	6	4	4	5	
Güvence Bedeli Değişimi		5	4	5	6	6	6	6	6	6	
Yatırım Harcamaları		(24)	(19)	(68)	(36)	(41)	(41)	(41)	(41)	(41)	(81)
<b>Serbest Nakit Akımları</b>	<b>28</b>	<b>31</b>	<b>(4)</b>	<b>48</b>	<b>58</b>	<b>58</b>	<b>58</b>	<b>58</b>	<b>58</b>	<b>213</b>	
AOSM											
Kısıtlı Dönem Etkisi		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	
Ortalama Dönem Etkisi		0.38	1.25	2.25	3.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	
İndirgenme Oranı		0.82	0.57	0.43	0.35	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	
<b>İndirgenmiş Nakit Akımı</b>	<b>23</b>	<b>17</b>	<b>(2)</b>	<b>17</b>	<b>17</b>	<b>17</b>	<b>17</b>	<b>17</b>	<b>17</b>	<b>11</b>	
<b>m TL</b>											
İndirgenmiş Nakit Akımı (2022-2036)											
Nihai DVT - Güvence B.		167	(9)								
Net İşlem Sınavması (2021)		(9)									
<b>İmtyaz Sözleşmesi Değeri</b>	<b>166</b>										
<b>Değer</b>											
<b>Gizli ve Özel</b>											

\* Gayalık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatçı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

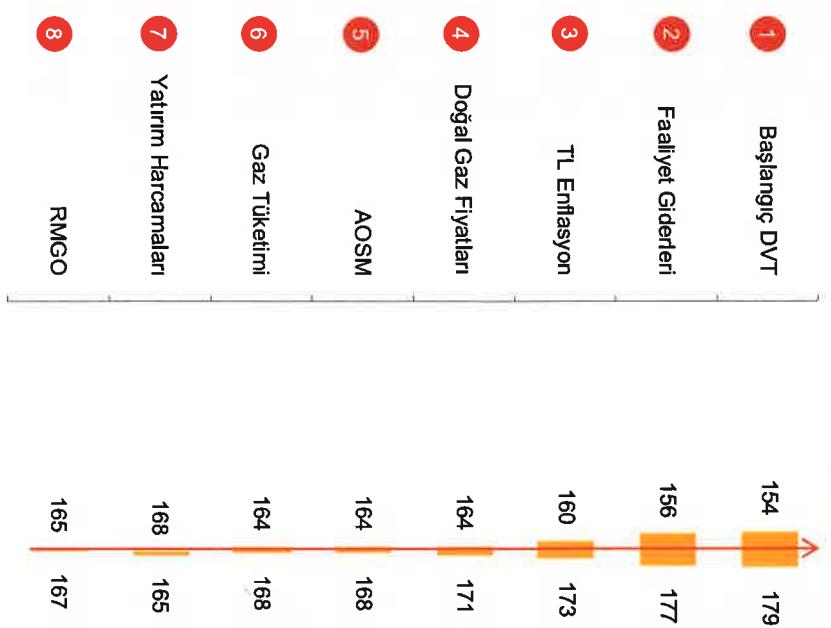
# Gelir Yaklaşımı

## Duyarlılık Analizi - Karaman

KARAMAN'ın değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı, AOSM, RMGO, faaliyet giderleri, gaz tüketimi, doğal gaz fiyatları, RMGO, faaliyet giderleri ve yatırım harcamaları parametreleri** kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamında 31 Mart 2022 itibarıyle şirket değeri **154 milyon TL** ile **179 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

### Duyarlılık Analizi

166 m TL



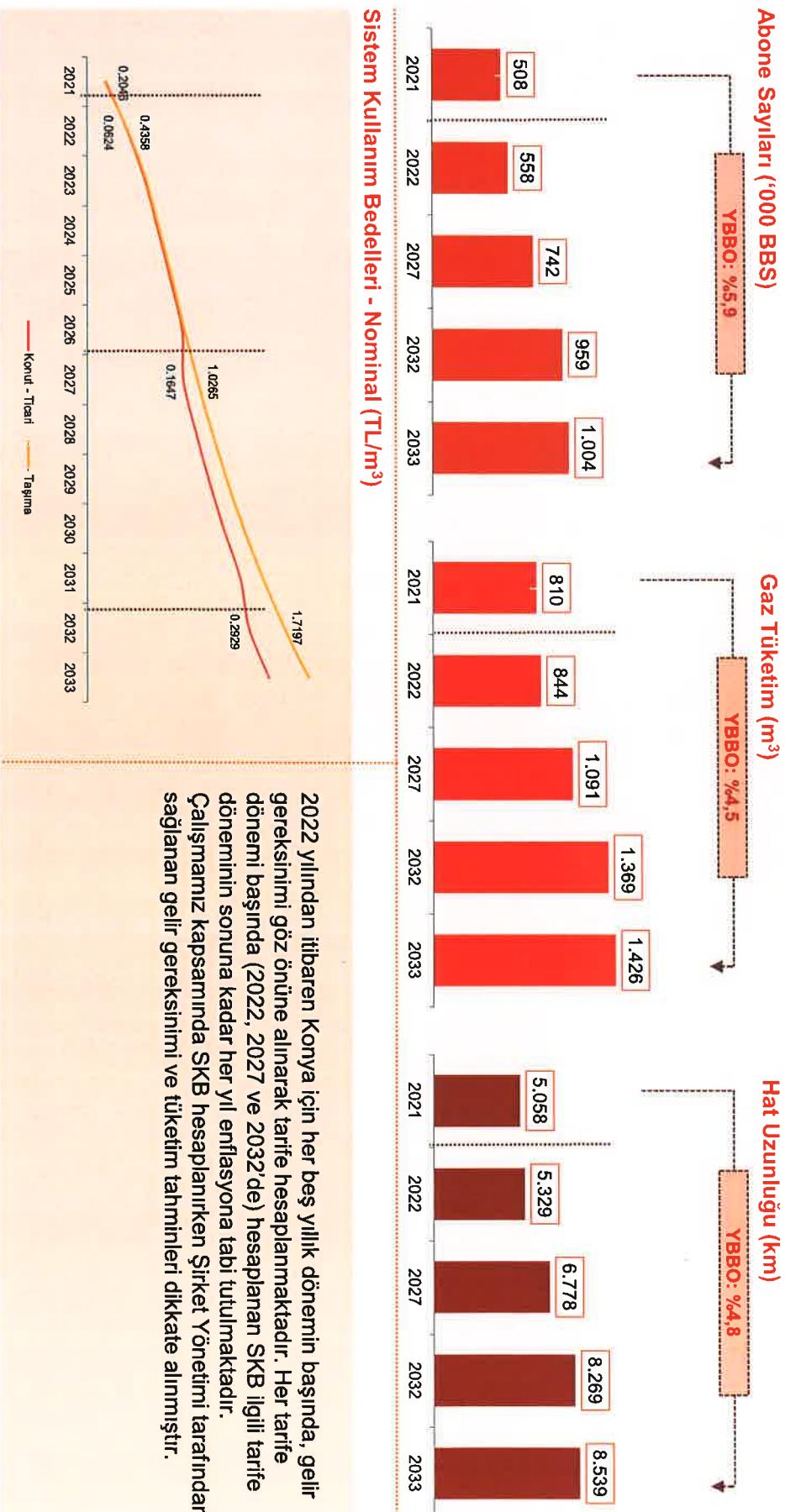
Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

- 1 2022 yılı dönem başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklanması
- 2 **Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması
- 3 **TL Enflasyon:** TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 4 **Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması
- 5 **AOSM:** Projeksiyon dönemindeki İndirgeme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 6 **Gaz Tüketim:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 7 **Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması
- 8 **RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması

# KONYA



# Abone Sayıları ve Gaz Tüketicisi Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

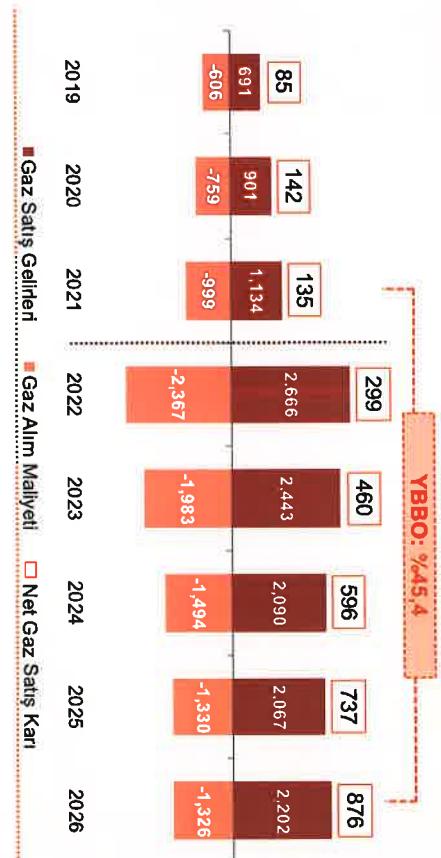
Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

# Gelirler & Brüt Kar

2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli mikarda artacağı tahmin edilmektedir. Karlılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artış, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

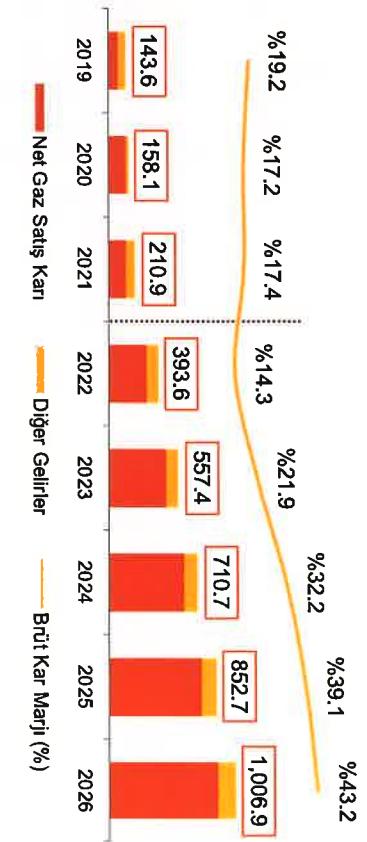
## Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)



2022 yılında tüketim hacminin **844 m m<sup>3</sup>** seviyesine ulaşması beklenmektedir. Sistem kullanım bedellerinin 2022 yılında yaklaşık %119 büyüyeceği öngörüsü, net gaz satış karının büyük oranda artmasında önemli etkiye sahiptir.

Yeni tarife dönemine geçilmesinin ardından 2022 yılında brüt kar seviyesinin **394 milyon TL** seviyesinde olacağının tıpkı brüt kar marjinin 2023 yılı itibarıyle artışa geçeceği ve 2022-2033 arası projeksiyon döneminde ortalama **%40,2** seviyesinde gerçekleşeceğini öngörmektedir.

## Brüt Kar (m TL)



■ Taşıma Gelirleri ■ Müfakat Hat Bağlılı Geliri ■ Diğer Gelirler ■ Abone Bağlılı Gelirleri

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

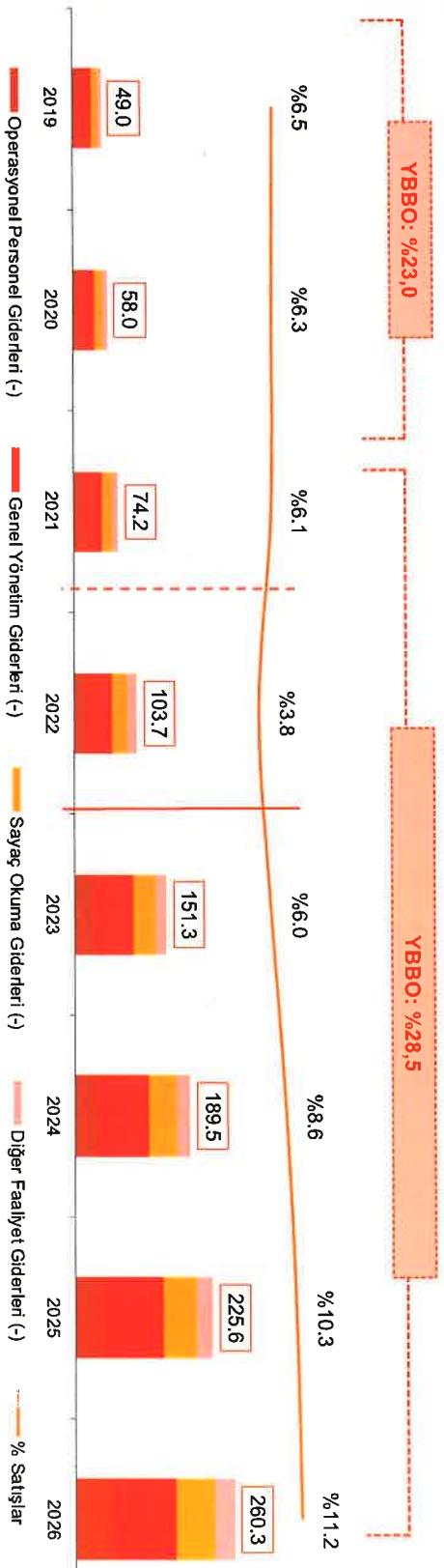
Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

## Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların **%6-7** aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama **%6,4** seviyesinde gerçekleşeceği öngörlülmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri ve genel yönetim personel giderler oluşturmaktadır.

### Faaliyet Giderleri (m TL)



2021 yılında Şirket'in faaliyet giderlerinin yaklaşık **%21**'i operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibarıyle ortalama 163 olarak gerçekleşeceği öngörlünen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde de sabit kalması beklenmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörlülmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%21**'ini oluşturacağı öngörlülmektedir.

Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin **%44**'ünü oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 35 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörlülmektedir. 2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%23**'ünü oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon oranı ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık **%24** oranında artacağı öngörlülmektedir.

# FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%112** artış göstererek yaklaşık **290 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceği öngörmektedir. FAVÖK marjinin üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%30** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

## FAVÖK (m TL)

### 2. Tarife Dönemi

### 3. Tarife Dönemi

### 4. Tarife Dönemi

### Son Dönem



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

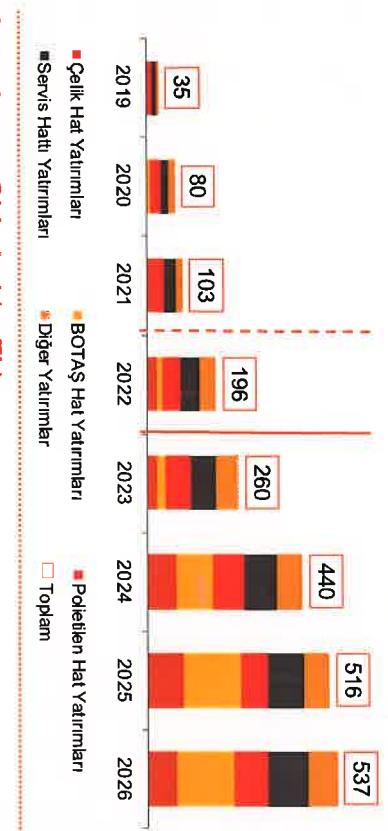
Ahlâcî Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

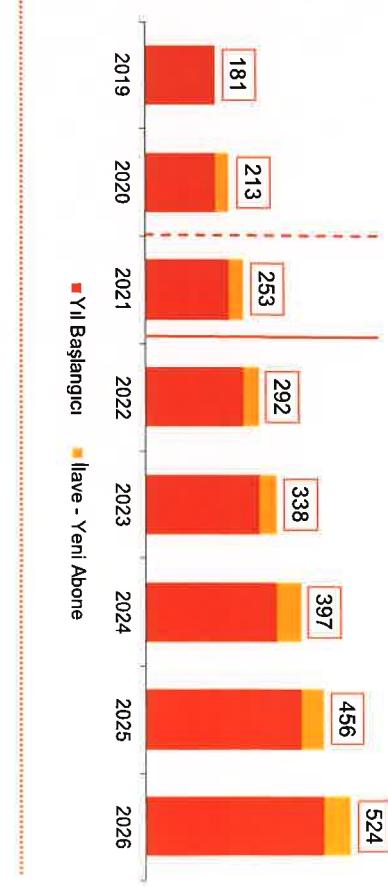
# Yatırım Harcaması Ve Amortisman

2022-2033 yıllar arasında **3.354 km** polietilen ve **126,4 km** çelik hat yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **2.132 km**'lik servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. 2022-2033 yılları arasında tarihe başı fiyatlarıyla reel yıllık ortalamaya **250 milyon TL** yatırım yapılması hedeflenmektedir.

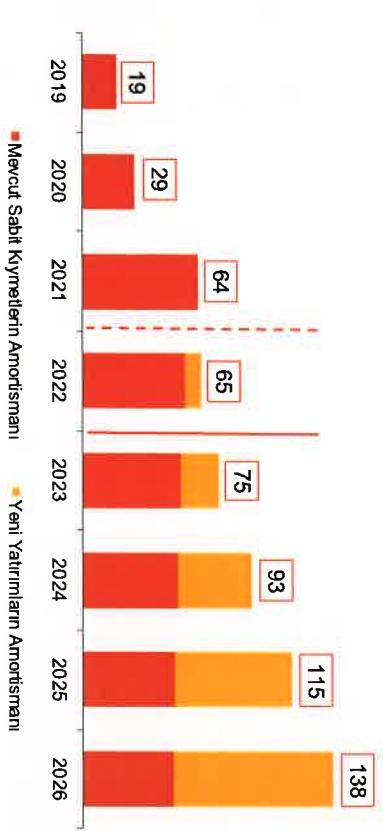
## Yatırım Harcamaları (m TL)



## Güvence Bedelleri (m TL)



## Amortisman Giderleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilmekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ısınma için kombi **733 TL**, merkezi sistem **650 TL**, ocak/şofben için ise **125 TL** olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısınma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben güvence bedelinin %30'undan toplanacağı öngörmekle birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimini, PwC Analizi

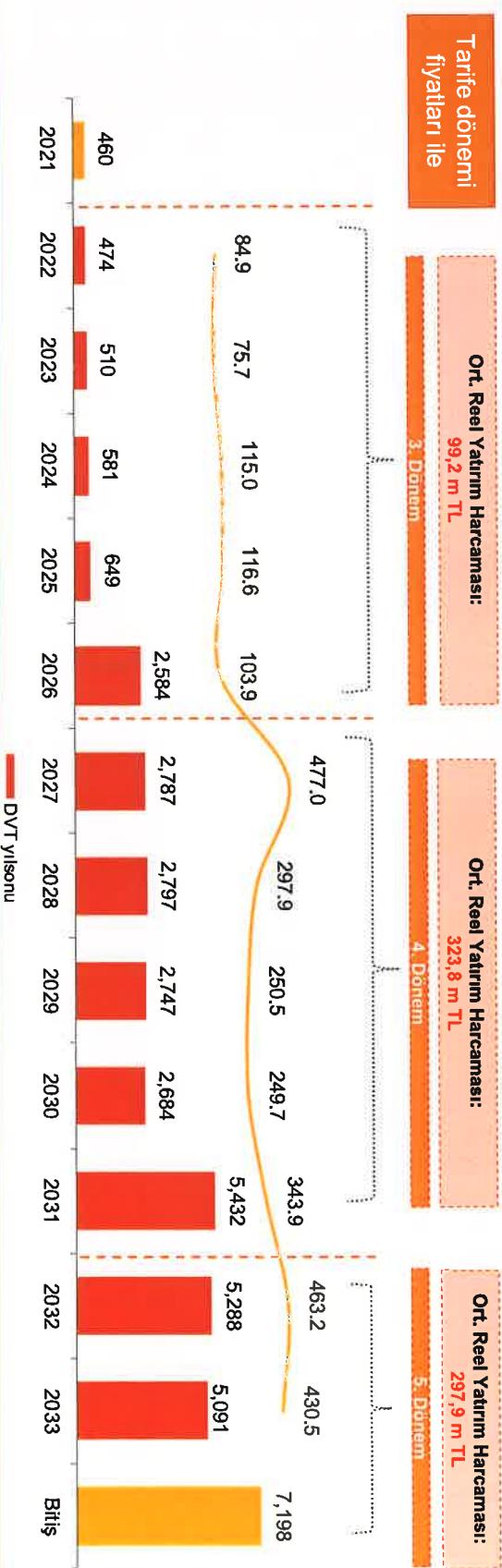
Ahlatçı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

# Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Konya'nın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaştırılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerek, amortisman tutarları düşülterek ve tarife dönemlerinin sonunda gereklili düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.



**Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre aşağıdaki formül kullanılarak hesaplanmaktadır.**

Lisans süresinin 2033 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımları yapılmamıştır.

$$DVT_0 = \left[ BVT - \left( \frac{BVT \times (n-r+1)}{IS} \right) \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_{BVT}} + \sum_{i=1}^n \left( Y_i - \frac{Y_{i-1} \times (n-i+1)}{IS} \right) \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i} \right]$$

- i : BVT belirlenen yıldan itibaren yılları,

- r : BVT belirlenen yılı,

- n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılını,

- DVT0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,

- BVT : BVT değerini,

- Yi : i yılı net yatırım değerini,

- IS : İfta süresini,

- TÜFEb : (ud) tarife uygulama döneme ait geliri gereksinimi hesaplamaında yer alan tutarla baz olan TÜFEyi,
- TÜFEBVT : BVT hesaplamalarında esas alınan TÜFEyi,
- TÜFEI : i yılının hazırlan ayı için açıklanan TÜFEyi gösterir

# Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleşen yıllık bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NIS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

Net İşletme Sermayesi (NIS)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
m TL								
Ticari Alacaklar	86	84	156	263	242	207	205	219
Diger Ticari Alacaklar	88	70	1	0	0	0	0	0
Stoklar	2	5	10	8	9	11	14	16
Gelir Tahakkukları	85	54	47	201	184	158	157	167
Diger Dönem Varlıklar	0	-	(0)	-	-	-	-	-
<b>Dönen Varlıklar</b>	<b>262</b>	<b>212</b>	<b>215</b>	<b>472</b>	<b>435</b>	<b>377</b>	<b>376</b>	<b>403</b>
Ticari Borçlar	195	211	278	507	425	322	288	288
Diger Kısa Vadeli Yükümlülükler	4	3	8	49	39	27	24	24
<b>Kısa Vadeli Yükümlülükler</b>	<b>199</b>	<b>214</b>	<b>286</b>	<b>555</b>	<b>465</b>	<b>349</b>	<b>311</b>	<b>312</b>
<b>Net İşletme Sermayesi</b>	<b>62</b>	<b>(1)</b>	<b>(71)</b>	<b>(83)</b>	<b>(36)</b>	<b>28</b>	<b>65</b>	<b>91</b>
<b>NIS / Gaz Satışları</b>	<b>%9,0</b>	<b>-%0,1</b>	<b>-%6,3</b>	<b>-%3,1</b>	<b>-%1,2</b>	<b>%1,3</b>	<b>%3,1</b>	<b>%4,1</b>
<b>NIS Değiğini</b>	<b>(63)</b>	<b>(70)</b>	<b>(12)</b>	<b>54</b>	<b>57</b>	<b>37</b>	<b>26</b>	

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gaza yönelik serbest ve serbest olmayan abonelerden alacakları içermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca **ticari alacak gün sayısı 30** olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve sarf malzemelerden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için **stok gün sayısı 3** olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için **25** olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar; doğal gaz alım tedarikçilere ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAS'a ödenmeyecek ve mevcut durumda taksitlendirilerek ödenecek borçlar NIS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmamıştır. Yıllık analizler sonucu ortalama doğal gaz alım sözleşmeleri için ticari borç gün sayısı 65, diğer tedarikçilere için uygulanan borç gün sayısı 14 olarak hesaplanmaktadır. Diğer kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için %1,8 olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Alacak Gün Sayısı				
Stok Gün Sayısı				
Gelir Tahakkukları Gün Sayısı				
Diger Dönem Varlıklar Gaz Satışlarına Oranı %				
D. Gaz-Borç Gün Sayısı				
Diger Tedarikçiler Borç Gün Sayısı				
Diger Kısa Vadeli Yükümlülükler Giderlere Oranı %				

# İndirgenmiş Nakit Akımları

## KONYA

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan KONYA'nın 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **995 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

	<b>m TL</b>	<b>MY19</b>	<b>MY20</b>	<b>MY21</b>	<b>9A22</b>	<b>MY22</b>	<b>MY23</b>	<b>MY24</b>	<b>MY25</b>	<b>MY26</b>	<b>//</b>	<b>MY33</b>
Gelirler												
Satılan Doğal Gaz Mâlîyeti		750	917	1,210	1,687	2,761	2,540	2,205	2,183	2,333	5,449	
<b>Brüt Kar</b>	<b>144</b>	<b>158</b>	<b>211</b>	<b>368</b>	<b>394</b>	<b>557</b>	<b>711</b>	<b>853</b>	<b>1,007</b>	<b>2,716</b>	<b>%50</b>	
Faaliyet Giderleri												
Genel Yönetim Giderleri		(20)	(24)	(33)		(45)	(65)	(80)	(93)	(106)	(237)	
<b>FAVOK</b>	<b>95</b>	<b>100</b>	<b>137</b>	<b>254</b>	<b>290</b>	<b>406</b>	<b>521</b>	<b>627</b>	<b>747</b>	<b>2,045</b>		
<b>FAVOK Marj (%)</b>	<b>%13</b>	<b>%11</b>	<b>%11</b>	<b>%15</b>	<b>%10</b>	<b>%16</b>	<b>%24</b>	<b>%29</b>	<b>%32</b>	<b>%38</b>		
Amortisman		(19)	(29)	(64)	(51)	(65)	(75)	(93)	(115)	(138)	(373)	
<b>FVÖK</b>	<b>75</b>	<b>71</b>	<b>73</b>	<b>203</b>	<b>225</b>	<b>331</b>	<b>428</b>	<b>512</b>	<b>608</b>	<b>1,673</b>		
<b>FVÖK Marj</b>												
Kurumlar Vergisi												
Amortisman (-)												
Operasyonel Nakıt Akımları												
NLS Değişini												
Güvence Bedeli Değişini												
Yatırım Harcamaları												
<b>Serbest Nakıt Akımları</b>												
AOSM												
Kısmı Dönem Etkisi												
Ortalama Dönem Etkisi												
İhdigeme Oranı												
<b>İndirgenmiş Nakıt Akımı</b>												
<b>m TL</b>												
İndirgenmiş Nakıt Akımı (2022-2033)												
Nihai DVT - Güvence B.												
Net İşletme Sermayesi (2021)												
<b>İmtiyaz Sözleşmesi Değeri</b>	<b>995</b>	<b>708</b>	<b>216</b>	<b>(71)</b>	<b>21</b>	<b>60</b>	<b>13</b>	<b>22</b>	<b>47</b>	<b>94</b>		
<b>Değer</b>												
<b>Gizli ve Özel</b>												

\*g aylık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatçı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

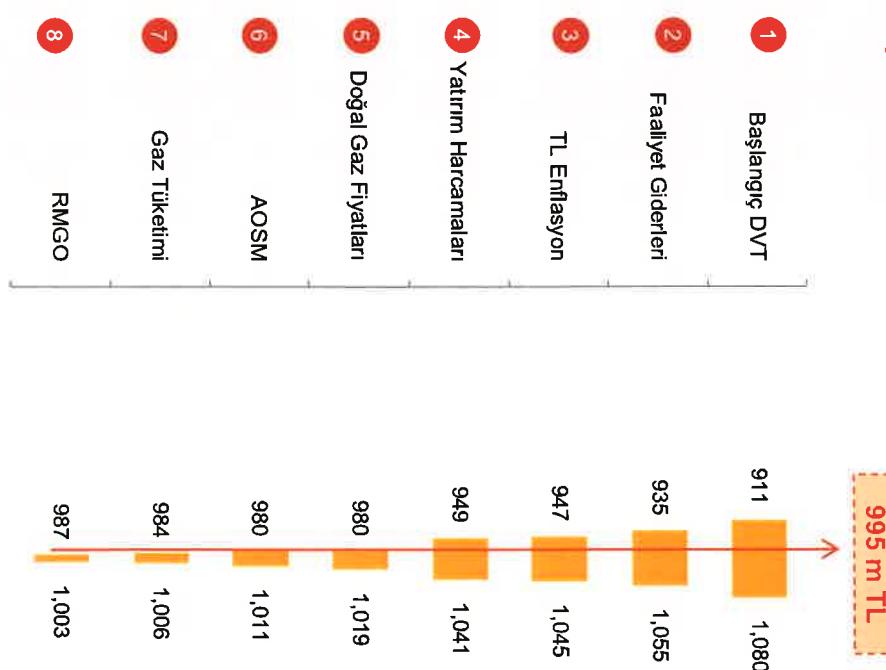
PwC

# Gelir Yaklaşımı

## Duyarlılık Analizi - Konya

KONYA'nın değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı**, **AOSM**, **RMGO**, **faaliyet giderleri**, **gaz tüketimi**, **doğal gaz fiyatları** kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamında 31 Mart 2022 itibarıyle şirket değeri **911 milyon TL** ile **1,080 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

### Duyarlılık Analizi



Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

- ① 2022 yılı dönem başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklaması
- ② **Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması
- ③ **TL Enflasyon:** TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- ④ **Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması
- ⑤ **Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması
- ⑥ **AOSM:** Projeksiyon dönemindeki indirgeme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- ⑦ **Gaz Tüketim:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,
- ⑧ **RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması

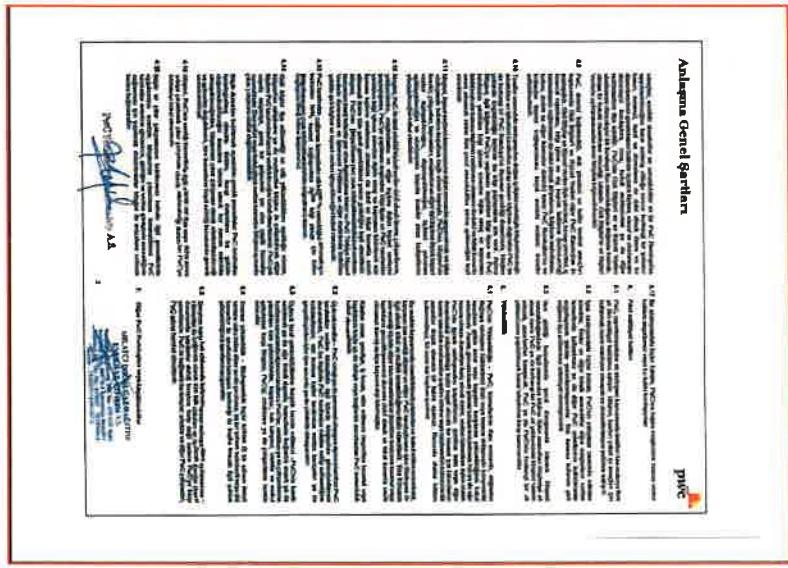
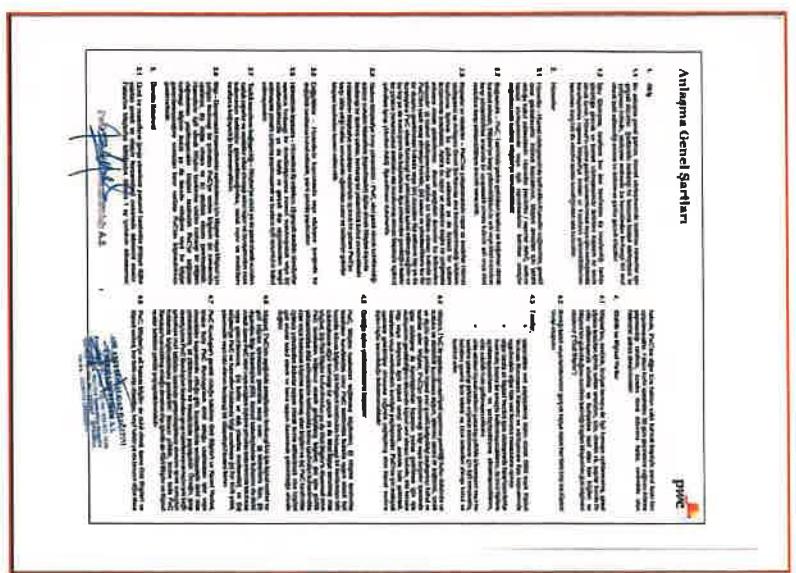
# Ekler

1	Sözleşme	127
2	Bilgi Kaynakları	130
3	Makroekonomik Varsayımlar	131
4	Doğal Gaz Fiyatı Tahminleri	132
5	AOSM	134
6	Varlık Betası	135
7	Risksiz Faiz Oranı	136
8	Bilanço	137
9	Gelir Tablosu	138
10	Kısaltmalar	139

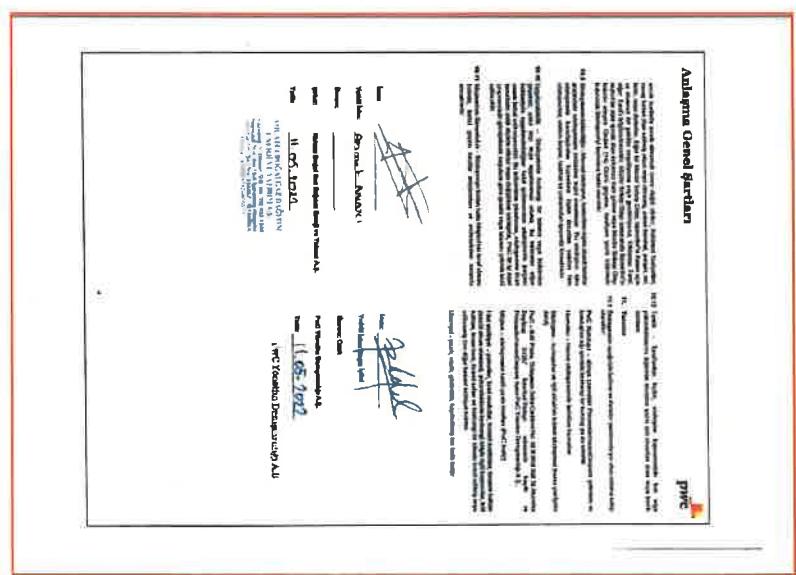
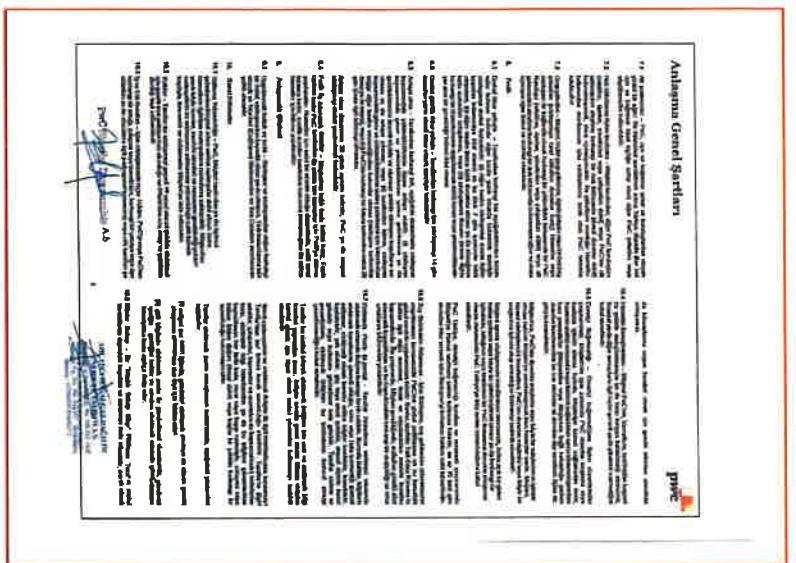




## Sözleşme (2/3)



## Sözleşme (3/3)



# Bilgi Kaynakları

Veri	Açıklama
<b>Mali Tablolar</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>TMSTFRS'ye uygun, bağımsız denetimden geçmiş 31.12.2019, 31.12.2020, 31.12.2021 tarihli mali tablolar</li> <li>31.12.2019, 31.12.2020 ve 31.12.2021 tarihli VUK mali tablolar ve detay mizanlar</li> <li>2022 yılının ilk 3 aylık dönemine ait aylık VUK mali tablolar</li> </ul>
<b>Operasyonel ve Diğer Temel Bilgiler</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gaz tüketim hacimleri (2019 – 2038 dönemlerini kapsayan)</li> <li>Abone ve gaz kullanıcı sayıları (2020 – 2038 dönemlerini kapsayan)</li> <li>Personel sayıları (2020 – 2021 dönemlerini kapsayan)</li> <li>Toplam Hat Uzunlukları (2020 – 2021 dönemlerini kapsayan)</li> <li>Sayaç Sayıları (2019 – 2021 dönemlerini kapsayan)</li> <li>Sistem kullanım bedelleri</li> <li>Birinci ve ikinci dönem tarife tabloları</li> <li>Yıllık bazda gerçekleşen ve projeksiyon döneminde planlanan yatırım tutarları ve detayları</li> </ul>
<b>Halka Açık Kaynaklar</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>IMF World Economic Outlook Database</li> <li>World Bank</li> <li>Capital IQ</li> </ul>

# Makroekonomik Varsayımlar

## Enflasyon

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
TL Enflasyon - Dönem Sonu	%36.1	%71.6	%29.9	%19.6	%15.1	%12.2
TL Enflasyon - Ortalama	%19.4	%74.1	%43.0	%22.1	%17.5	%13.7
USD Enflasyon - Dönem Sonu	%7.0	%7.0	%3.9	%2.1	%2.0	%2.0
USD Enflasyon - Ortalama	%4.7	%8.0	%4.0	%2.3	%2.0	%2.0

## Döviz Kurları

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
TL / USD - Dönem Sonu	12.98	20.00	27.53	32.93	37.94	42.30
TL / USD - Ortalama	8.86	16.49	23.76	30.23	35.44	40.12

## Kurumlar Vergisi

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Kurumlar Vergisi Oranı	%25	%23	%20	%20	%20	%20

Kaynak: IMF, Bloomberg, PwC Analizi

Ahlâcî Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

131

# Doğal Gaz Fiyatı Tahminleri

## Kısa Vade

### BOTAŞ Doğal Gaz Tarifeleri (2022)

	Serbest Olmayan Konut	Serbest (<300K m <sup>3</sup> )	Serbest (>300K m <sup>3</sup> )
Ocak	1.86	2.23	6.30
Şubat	1.86	2.23	6.30
Mart	1.86	2.23	6.30
Nisan	2.51	3.35	9.45
Mayıs	2.51	3.35	9.45
Haziran	3.26	4.69	10.42
Temmuz	3.26	4.69	10.42
Ağustos	3.26	4.69	10.42
Eyübü	4.08	5.86	13.02
Ekim	4.08	5.86	13.02
Kasım	4.08	5.86	13.02
Aralık	4.08	5.86	13.02
<b>Ortalama Tarife (TL/m<sup>3</sup>)</b>	<b>2.64</b>	<b>3.52</b>	<b>8.84</b>

BOTAŞ Doğal Gaz Tarifeleri tablosunda boyalı satırlar BOTAŞ tarafından açıklanan tarife tutarlarını, geri kalan satırlar ise PwC tahminlerini göstermektedir. Yıllık ortalama maliyet, aylık rakamların, 2019-2021 yılları arasındaki Türkiye'deki gaz tüketiminin aylık dağılımının ortalamaları ile ağırlıklandırılması ile hesaplanmıştır.

# Doğal Gaz Fiyatı Tahminleri

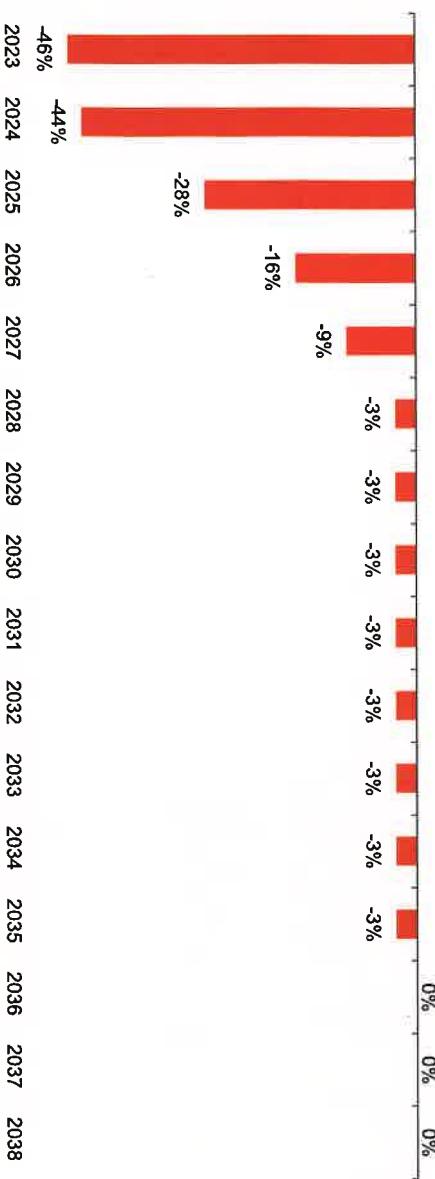
## Uzun Vade

### IMF Doğal Gaz Fiyatı Tahminleri, Nisan 2022

IMF Tahminleri Doğal Gaz - Avrupa (\$/MMBtu)	2022		2023		2024		2025		2026		2027	
	Değişim %		Değişim %		Değişim %		Değişim %		Değişim %		Değişim %	
48.2	26.1	14.7	10.6	8.9	8.1							
-46%	-44%	-44%	-28%	-16%	-9%							

Değişim %

### PwC Değerleme Çalışması Doğal Gaz Fiyat Değişimi Tahminleri, (2023-2039, %)



Değerleme çalışmasında 2023 – 2027 yılları arasında doğal gaz maliyetinin nasıl değişeceğini tahmin edilmesi aşamasında IMF'nin Avrupa Bölgesi \$ bazlı fiyat tahminleri dikkate alınmıştır. Uzun vadeli gaz fiyatı değişim tahminleri için ise Dünya Bankası'nın 2021 yılı Ekim ayında yayınlanmış olduğu Commodities Price Forecast yayınından faydalanılmıştır. Dünya Bankası tahminlerine göre 2035 yılında doğal gaz fiyatının \$/Mmbtu cinsinden 6,5 seviyesinde gerçekleşmesi beklenmektedir. 2035 yılı sonrasında dair doğal gaz fiyatının nominal olarak aynı seviyede kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: IMF, Dünya Bankası, PwC Analizi

Ahlactı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

133

# Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti

Parametre	Hesaplama	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2039
Risksiz Faiz Oranı (RFO)	a	%73.8	%34.8	%24.5	%19.3	%15.8	%15.7
Varlık Betası	b	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53
Borç/Sermaye Oranı	c	%56.3	%56.3	%56.3	%56.3	%56.3	%56.3
Hedef Kadıracı Oranı	d=(1/(1+c*(1-j)))	%36.0	%36.0	%36.0	%36.0	%36.0	%36.0
Sermaye Betası	e=b*(1+c*(1-j))	0.76	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77
Piyasa Risk Primi (PRP)	f	%6.5	%6.5	%6.5	%6.5	%6.5	%6.5
<b>Sermaye Maliyeti</b>	<b>g=a+e*f</b>	<b>%78.8</b>	<b>%39.9</b>	<b>%29.5</b>	<b>%24.3</b>	<b>%20.8</b>	<b>%20.8</b>
Vergi Oranı	h	%23.0	%20.0	%20.0	%20.0	%20.0	%20.0
Borç Primi	i	%3.0	%3.0	%3.0	%3.0	%3.0	%3.0
<b>Borç Maliyeti</b>	<b>j=(a+i)*(1-h)</b>	<b>%59.2</b>	<b>%30.3</b>	<b>%22.0</b>	<b>%17.9</b>	<b>%15.0</b>	<b>%15.0</b>
<b>AOSM</b>	<b>k=j+d*g*(1-d)</b>	<b>%71.7</b>	<b>%36.4</b>	<b>%26.8</b>	<b>%22.0</b>	<b>%18.7</b>	<b>%18.7</b>

## Açıklama

Çalışma kapsamında kullanılan RFO tahminin yöntemini bir sonraki sayfada ayrıntılı olarak açıklanmıştır.

Karşılaştırılabilir şirket analizi dikkate alınarak hesaplanmıştır. Miller - Modigliani formülü:

Varlık Betası = Sermaye Betası / (1+ Borç/ Sermaye)\*(1-Vergi Oranı))

Karşılaştırılabilir şirket analizi sonuçları dikkate alınarak tahmin edilmiştir.

Hedef Kadıracı Oranı = Borç / (Borç + Sermaye)

Sermaye Betası: Varlık Betası \* (1+B/S\*(1-Vergi Oranı))

PwC analizlerine dayanarak PRP %6.5 olarak tahmin edilmiştir (Hisse senedi piyasası ortalama kazancı ile ortalama risksiz tarihi arasındaki geçmiş verilere dayanan fark).

**Sermaye Maliyeti = (RFO) + Beta x (PRP)**

Türkiye Kurumlar Vergisi olarak dikkate alınmıştır.

Tahmini düzelttilmiş borçlama primi dikkate alınmıştır.

**Borç Maliyeti = (RFO + Borç Primi)\*(1-Vergi Oranı)**

**AOSM = [(Sermaye maliyeti \* (1-Borç/Borç + Sermaye))] + [Borç maliyeti\*(Borç/(Borç + Sermaye))]**

# Varlık Betası

Şirket Adı	Ülke	Sermaye Betası	Piyasa Değeri (USD m)	5 yıllık Ort. Borç/Sermaye	Vergi Oranı (%)	Varlık Betası
Enerjisa Enerji A.S.	Türkiye	0,97	1.115	%102	%20	0,53
Baskent Doğalgaz Dağıtım Gayrimenkul Yatırım C Türkiye		3,72	638	%10	%20	3,44
<b>Ortalama</b>		<b>0,97</b>	<b>877</b>	<b>%56</b>	<b>%20</b>	<b>0,53</b>

Varlık betası hesaplamasında Türkiye'de halka açık, elektrik ve doğal gaz dağıtımları alanında faaliyeti bulunan şirketler dikkate alınmıştır. Varlık betası analizi sonuçları incelendiğinde Baskent Dağıtol Gaz Dağıtım şirketi için ortaya çıkan varlık betasının anlamlı bir gösterge olmadığını kanaat getirilmiştir.

Değerleme çalışmasında dikkate alınacak varlık betası sadece Enerjisa Enerji A.Ş.'nın analiz sonuçları dikkate alınarak, 0,53 olarak belirlenmiştir. Borç/sermaye oranının hesaplanması aşamasında ise analizde dikkate alınmış her iki şirket geçmiş 5 yıllık ortalama borç/sermaye oranları (%56) kullanılmıştır.

# Risksiz Faiz Oranı

## Dolaylı Tahmin Metodu

### Yöntem 1



### Hesaplama Yöntemi

Çalışma kapsamında kullanılan RFO oranları; yandaki şekilde gösterilen iki yöntemin ortalaması hesaplanarak tahmin edilmiştir. Hesaplama sırasında unsurların tahminlere yönelik izlenmiş yöntemden aşağıda bahsedilimektedir:

### Yöntem 2



- 1 **Risksiz Getiri Bazi:** Risksiz getiri bazi olarak; 30 yıl vadeli \$ cinsinden normalize ABD Haznesi Tahvil Getirisi (%3,0) ve reel faiz oranı dikkate alınmıştır. Söz konusu getiri belirlenirken piyasadaki mevcut getiri oranlarının uzun vadeli bireylilerin bir göstergesi olamayacağı varsayımlı altında uzun dönem reel faiz ve büyümeye tahminleri dikkate alınmıştır.
- 2 **Ülke/Bölge Risk Primi:** Bu analiz kapsamında, Türkiye için ülke risk primi dikkate alınmıştır. Ülke risk primi tahmin edilirken, Türkiye'nin gerçekleşmiş 5 yıllık \$ cinsinden ortalama CDS primleri ile ABD 5 yıllık ortalama CDS primi karşılaştırılmış, aradaki farkın Türkiye'nin risk priminin göstergesi olacağı varsayılmıştır.
- 3 **Enflasyon Farkı:** ABD ile Türkiye enflasyon tahminleri arasındaki fark dikkate alınmıştır.
- 4 **Enflasyon Tahmini:** 2021 yılı için %36,1 olarak gerçekleşirken, 2022 yılı için %71,6 öngörülen enflasyon tahmini dikkate alınmıştır.
- 5 **Reel Faiz Oranı:** 2022 yılı için %0, 2023 yılı için %3, 2024 yılı için %2,5, takip eden yıllar için ise %2 olarak dikkate alınan reel faiz oranıdır.

# VUK Bilanço – 2021

Enerji Geçmiş Mali Tablolar											
	Aksaray	Antalya	Aydın	Denizli	Ereğli	Erzincan	Kapadokya	Karaman	Konya	Marmara	İzmir
	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021
Nakit Ve Nakit Benzerleri	11,9	28,0	22,5	45,1	6,1	8,4	18,4	4,1	117,8	Ticari Alacaklar	31,4
Ticari Alacaklar	31,4	73,8	56,8	124,1	18,9	26,0	43,8	0,1	156,4	Diger Alacaklar	0,1
Diger Alacaklar	0,1	0,1	0,1	2,5	0,1	0,0	0,0	0,2	1,2	Stocklar	34,2
Stocklar	34,2	4,3	2,6	95,4	10,9	1,9	2,6	30,0	159,7	Geliş Tərəkkükən	5,8
Geliş Tərəkkükən	5,8	18,0	6,1	24,1	3,5	12,6	27,8	5,5	46,8	Diger Dönen Varlıklar	1,7
Diger Dönen Varlıklar	1,7	11,7	11,7	6,0	0,4	3,5	3,7	2,1	20,7	Dönen Varlıklar	73
Dönen Varlıklar	85,2	134,0	98,7	287,5	39,9	52,5	94,4	68,6	502,4	Döziñtilmələr	34
Ticari Alacaklar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	Döziñtilmələr Dönen Varlıklar	39
Maddi Durum Varlıklar	145,8	493,0	309,2	351,4	59,3	167,8	193,2	102,0	691,4	Maddi Durum Varlıklar	145,8
Maddi Durum Varlıklar	3,4	8,3	6,0	4,7	0,8	2,4	2,3	1,4	12,8	Ticari Borclar	42,0
Maddi Durum Varlıklar	0,2	0,5	0,5	0,7	0,1	0,4	0,4	0,4	1,3	Diger Borclar	31,7
Gider Tərəkkükən	149,4	501,0	315,7	357,0	60,2	170,6	195,0	103,6	705,7	Vəngi Yükümlülükəri	1,6
Toplam Varlıklar	254,6	655,8	415,4	654,5	100,0	223,1	280,3	172,2	1,208,0	Gider Tərəkkükən	2,6
Ticari Borclar	42,0	110,6	84,1	165,8	25,1	80,9	79,8	40,4	277,5	Diger Kasa Vədəli Yükümlülükən	2,2
Diger Borclar	31,7	85,9	69,1	71,1	16,6	71,1	71,1	37,0	16,6	Diger Kasa Vədəli Yükümlülükən	42,0
Vergi Yükümlülükəri	1,6	5,3	3,2	4,2	0,8	1,9	2,2	1,2	7,2	Diger Kasa Vədəli Yükümlülükən	1,6
Gider Tərəkkükən	2,6	7,0	5,7	12,7	0,6	3,0	2,4	1,4	1,2	Diger Kasa Vədəli Yükümlülükən	2,6
Diger Kasa Vədəli Yükümlülükər	2,2	7,1	5,4	3,5	0,5	0,1	0,2	0,2	0,2	Diger Kasa Vədəli Yükümlülükən	2,2
Kasa Vədəli Yükümlülükər	80,0	215,9	167,5	248,3	34,4	102,9	112,8	59,8	475,2	Döziñtilmələr Kasa Vədəli Yükümlülükər	90
Mali Borclar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Döziñtilmələr Kasa Vədəli Yükümlülükər	90
Güvenlik Bölgəleri	46,9	76,1	59,9	128,0	18,9	36,6	71,4	33,1	252,6	Kasa Vədəli Yükümlülükər	171,4
Güvenlik Uzman Vəzifə Yükləmələri	0,8	1,6	2,2	2,2	0,9	1,5	0,5	3,5	3,5	Güvenlik Uzman Vəzifə Yükləmələri	0,8
Izum Vədəli Yükümlülükər	47,7	71,7	61,1	190,2	19,6	37,5	73,4	33,8	256,1	Izum Vədəli Yükümlülükər	47,7
Ödəniş Səməye	6,0	60,0	30,0	36,0	10,0	9,0	14,0	8,0	10,2	Ödəniş Səməye	6,0
Səməye Yedekleri	57,8	220,8	125,3	162,7	28,4	69,7	86,9	48,6	278,1	Səməye Yedekleri	57,8
Kar Yedekleri	-	0,6	-	2,0	0,0	5,3	-	-	8,2	Kar Yedekleri	-
Gərgin Yillər Kələmə	42,3	60,6	27,7	70,7	11,8	14,9	-	22,9	173,8	Gərgin Yillər Kələmə	42,3
Gərgin Yillər Zərər (-)	(4,0)	(8,3)	(8,6)	-	(5,0)	(2,5)	-	-	-	Gərgin Yillər Zərər (-)	(4,0)
Nel Dönen Kərri	4,7	15,7	12,4	4,7	0,7	(2,1)	(0,9)	-	6,3	Nel Dönen Kərri	4,7
Ösəyinməklər	106,8	348,3	186,8	276,0	46,0	82,7	104,1	78,8	476,7	Ösəyinməklər	106,8
Toplam Yükümlülükər	234,5	633,8	415,4	654,5	100,0	223,1	280,3	172,2	1,208,0	Toplam Yükümlülükər	234,5

Kaynak: Şirket Yönetimimi, PwC Analizi

Ahlactı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

# VUK Gelir Tablosu - 2021

Energy Geçmiş Mali Tablolar										
(m TL)	Aksaray	Antalya	Aydın	Denizli	Ereğli	Erzincan	Kapadokya	Karaman	Konya	Marmara
Nel Satışlar	202	425	355	750	117	164	333	179	1,209	1,132
Satışların Maliyeti	(179)	(361)	(306)	(703)	(110)	(156)	(320)	(172)		
Brüt Kar	23	64	49	47	7	8	14	7	77	8
Faaliyet Giderleri (-)	(2)	(5)	(3)	(6)	(1)	(2)	(2)	(2)		
<b>Esas Faaliyet Karı</b>	<b>21</b>	<b>59</b>	<b>46</b>	<b>41</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>11</b>	<b>6</b>	<b>69</b>	
Diger Faal.Olağan Geliri Ve Kârlar	2	3	2	12	1	3	3	2	24	
Diger Faal.Olağan Gideri Ve Zararlar	(3)	(3)	(2)	(9)	(1)	(2)	(3)	(2)	(14)	(54)
Finansman Giderleri	(11)	(29)	(25)	(28)	(3)	(12)	(9)	(4)		
Olağan Kar veya Zarar	10	30	22	16	3	6	2	1	26	
Olağanlısı Gelir Ve Kârlar	1	1	1	1	0	1	1	0	1	
Olağanlısı Gider Ve Zararlar (-)	(3)	(8)	(5)	(9)	(1)	(3)	(5)	(2)	(15)	
<b>Vergi Öncesi Karı</b>	<b>7</b>	<b>23</b>	<b>18</b>	<b>8</b>	<b>1</b>	<b>(8)</b>	<b>(2)</b>	<b>(1)</b>	<b>11</b>	
Vergi Geliri / (Gideri)	(2)	(7)	(5)	(3)	(1)	-	(0)	(0)	(5)	
<b>Dönen Net Karı</b>	<b>5</b>	<b>16</b>	<b>12</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>(8)</b>	<b>(2)</b>	<b>(1)</b>	<b>6</b>	

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatci Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

# Kisaltmalar (1/2)

Terim	Tanım	Terim	Tanım
\$ / USD	Amerikan Doları	IMF	Uluslararası Para Fonu
%	Yüzde	INA	İndirgenmiş Nakit Akımları
a.d.	Anlamlı Değil	K	Bin
A.Ş.	Anonim Şirketi	km	Kilometre
ABD	Amerika Birleşik Devletleri	m	Milyon
AOSM	Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti	m³ / Sm³	Metreküp / Standart metreküp
BVT	Başlangıç Varlık Tabanı	m.d.	Mevcut Değil
DVT	Düzeltilmiş Varlık Tabanı	MGT	Makul Getiri Tutarı
EPDK	Enerji Piyasası Düzenlemeye Kurumu	MMBtu	Milyon British thermal unit
FAVÖK	Faiz, Amortisman ve Vergi Öncesi Kar	MY	Mali Yıl
FVÖK	Faiz ve Vergi Öncesi Kar	NIS	Net İşletme Sermayesi
PRP	Piyasa Risk Primi	Ort.	Ortalama

## Kisaltmalar (2/2)

Terim	Tanım
RFO	Risksiz Faiz Oranı
PwC	PriceWaterhouseCoopers
SKB	Sistem Kullanım Bedeli
SD	Şirket Değeri
SRP	Şirket Risk Primi
TL	Türk Lirası
TÜFE	Tüketici Fiyat Endeksi
ÜFE	Üretici Fiyat Endeksi
VUK	Vergi Üsü Kanunu
VSG	Verimlilik Sonrası İşletme Gideri
YBBO	Yıllık Bileşik Büyüme Oranı



© 2022 PwC Türkiye. Tüm hakları saklıdır. Bu belgede PwC ifadesi, PwC ağını veya PwC ağının üyesi olan bağımsız ve farklı tüzel kişiliklerden oluşan PwC Türkiye'yi ifade etmektedir. Daha detaylı bilgi için [www.pwc.com/structure](http://www.pwc.com/structure) adresini ziyaret edebilirsiniz.»

Gizli ve Özel